

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Vorstand
Florido Tower
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 14. November 2019 auf Genehmigung der langfristigen Planung 2020 bis 2029 geführten Verfahren ergeht gemäß § 22 und § 145 Abs. 1 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011), BGBl. I Nr. 107/2011, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010, idF des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 108/2017, nachstehender

I. Spruch

1. Die langfristige Planung 2019 für den Zeitraum 2020 bis 2029 der AGGM wird genehmigt. Die Genehmigung im Rahmen der langfristigen Planung 2019 umfasst die neu eingereichten Projekte
 - a. 2019/01,
 - b. 2019/02 und
 - c. 2019/03sowie die geänderten Projekte
 - d. 2016/01 und
 - e. 2018/01.

Die Genehmigung umfasst ausschließlich die in Anhang 1 der langfristigen Planung 2019 aufgelisteten Projekte. Die langfristige Planung 2019 bildet als Beilage /1 einen Bestandteil dieses Bescheides.

2. Die Genehmigung wird unter der Auflage erteilt, dass die Antragstellerin für die LFP 2020 ein Projekt zur Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilergebiet weiterentwickelt.

I.1. Rechtliche Grundlagen

Der Verteilergebietsmanager (in der Folge VGM) hat gemäß § 22 Abs 2 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine langfristige Planung (in der Folge LFP) 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 Verteilergebiet Ost genehmigt. Für die Genehmigung der langfristigen Planung ist gemäß § 7 Abs 1 E-ControlG der Vorstand der E-Control zuständig.

Ziel der 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 Speichereinrichtungen 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. Seit 1. November 2017 gilt die überarbeitete Fassung der Verordnung Nr 994/2010, die Verordnung 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr 994/2010 (in der Folge SoS-VO). In diesem Zusammenhang ist insb auf den neu gefassten Art 5 der SoS-VO 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 LFP 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 LFP 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 von der AGGM festgelegt, wobei dies transparent und nichtdiskriminierend unter Zugrundelegung der ihm zur Verfügung stehenden Daten zu erfolgen hat. Der Mindestplanungszeitraum beträgt zehn Jahre.

Rechtsfolgenrechtlich normiert § 22 Abs 9 GWG 2011, dass die mit der Umsetzung von in der LFP 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 LFP bzw. im KNEP vorgesehen ist. Das öffentliche Interesse ist im Bescheid zur Genehmigung der LFP festzustellen.

I.2. Verfahrensverlauf

Am 22. März 2019 fand das Kick-off Meeting zum Netzentwicklungsprozess 2019 mit AGGM in ihren Rollen als Verteilergebietsmanager (VGM) und Marktgebietsmanager (MGM), Fernleitungsnetzbetreibern (Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH) und E-Control statt, in dem auch die Abstimmung zwischen LFP und KNEP diskutiert wurde. Eine weitere Besprechung fand dazu am 3. September 2019 in der E-Control statt.

Die LFP 2019 wurde von der AGGM unter Mitwirkung der Marktteilnehmer erstellt und das Ergebnis am 15. Oktober 2019 im Rahmen des „Austrian Gas Infrastructure Day“ (AGID) gemeinsam mit dem KNEP den Marktteilnehmern vorgestellt.

Im Zeitraum vom 7. Oktober bis 25. Oktober 2019 wurde der Bericht der LFP 2019 von AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation zur Verfügung gestellt. Zwei Marktteilnehmer haben eine Stellungnahme zur LFP 2019 abgegeben, die gewürdigt wurde.

Mit Schreiben vom 14. November 2019 hat die AGGM den Antrag gestellt, die dem Antrag beigefugte „Langfristige Planung 2019 für die Erdgas-Verteilernetzinfrastruktur in Österreich 2020-2029, Bericht Ausgabe 2, vom 14. 11. 2019“ zu genehmigen.

Dabei wurden drei neue Projekte eingereicht

- 2019/01 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG
- 2019/02 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS
- 2019/03 Ersatzinvestition Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz

Mit Abänderungsanträgen wurden zwei genehmigte Projekte eingereicht

- 2016/01 Ersatzinvestition Leitung G00 006
- 2018/01 Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)

Fünf Projekte werden unverändert weitergeführt

- 2016/03 Ersatzinvestition der Leitung G00 011
- 2017/01 Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems
- 2018/02 Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau
- 2018/03 Ersatzinvestition Netz NO West 2 Schieberhauser Auersthal bis Neumarkt
- 2018/04 Ersatzinvestition MUEA Lichtenworth und MUEA Hornstein

Vom 19. November bis zum 3. Dezember 2019 hat die Behörde die LFP 2019 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

Ergebnisse der Konsultation

Im Rahmen der von der Behörde durchgeführten Konsultation gaben die Bundesarbeiterkammer (BAK), der Österreichische Gewerkschaftsbund (OGB) und die Landwirtschaftskammer Österreich (LK) zur LFP 2019 Stellungnahmen ab

Die BAK und der OGB verweisen in ihrer Stellungnahme auf die avisierten Klima- und energiepolitischen Zielsetzungen auf internationaler als auch nationaler Ebene. Die Gas-Verteilnetzinfrastruktur sowohl auf Verteilnetzebene als auch auf Ebene der Fernleitungsnetze steht angesichts der Notwendigkeit der Dekarbonisierung des Energiesystems vor besonderen Herausforderungen. Weiters wird in diesem Zusammenhang auf die Bedeutung von F&E-Projekten mit der Zielsetzung der Weiterentwicklung und Dekarbonisierung bereits bestehender und volkswirtschaftlich bedeutsamer Infrastrukturen verwiesen und werden Projekte begrüßt, die bestehende Infrastrukturen aufwerten.

Die LK fordert eine Verlängerung der Konsultation auf sechs Wochen, da eine ausführliche Prüfung in zwei Wochen nicht möglich ist. Die Entschädigungssysteme sollen überarbeitet werden. Weiters hält die LK fest, dass die Versorgungssicherheit mit dem ausgewiesenen Infrastrukturstandard mehr als ausreichend gegeben sei. Es sollen keine neuen Projekte mehr umgesetzt werden, nur mehr notwendige Ersatzinvestitionen. Initiativen (Wasserstoff, Biomethan, etc.) sollen mit bestehender Infrastruktur auskommen. Hinsichtlich der

Versorgung im Raum Scharding wird festgehalten, dass der Kapazitätsbedarf abgedeckt werden kann. Die Versorgung von Scharding über die Penta West ist daher nicht weiter zu verfolgen.

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 LFP 2019 für den Zeitraum 2020 bis 2029, die neben den in vorhergehenden Jahren genehmigten Projekten sieben Projekte abändert und vier Projekte neu einreicht.

Die LFP 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 wurde ebenfalls als für die österreichische Gasleitungsinfrastruktur relevantes Dokument bei der Analyse berücksichtigt. Ebenso wurde eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Strom-Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid AG durchgeführt.

Mit dem Marktgebietsmanager wurde die LFP 2019 mit dem KNEP abgestimmt. Aus den neuen Projekten im KNEP ergeben sich keine Bedarfe für zusätzliche Kapazität ins Verteilergebiet, von der Erfüllung bestehender Kapazitätsverträge für das Verteilergebiet wird ausgegangen.

Die Absatzprognose für die maximal mögliche Stundenleistung wird auch in der LFP 2019 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.

Im zukünftigen Planungsprozess für die Gasinfrastruktur wird zunehmend die regionale Einspeisung von erneuerbaren Gasen, wie beispielsweise Biomethan aus der Biogasproduktion, grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen und erneuerbares Methan aus der Methanisierung von grünem Wasserstoff und Kohlendioxid, mitberücksichtigt.

werden Gegenständlich für die Genehmigung der LFP 2019 sind gemäß § 22 GWG 2011 jedoch nur jene Teile hiervon, die sich auf Projekte für die Netzebene 1 beziehen

Der Absatzprognose werden drei Szenarien - das „Baseline Szenario“, das „Maximal Szenario“ und das „Minimal Szenario“ – zugrunde gelegt, wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung („Stagnation auf dem Status Quo 6/2019“ 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 Zusätzlich 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 2019 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 6/2019“ 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. In Summe gehen die Netzbetreiber von einer nahezu stagnierenden maximal möglichen Stundenleistung in den nächsten zehn Jahren aus.

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 LFP, da auf Netzebene 1 keine Leitungsanlagen vorhanden sind. Dennoch wurde in der LFP 2019 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 SoS-VO ist auf Basis der von AGGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 132 %. Daher ist die Versorgungssicherheit weiterhin auf einem hohen Niveau sichergestellt, es zeigt sich in der Praxis jedoch, dass allfallige weitere Investitionen in die Versorgungssicherheit durchaus gerechtfertigt werden können.

Die für das Jahr 2019 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten und alle an das Netz angeschlossenen Endkunden jederzeit versorgt werden.

Die in der LFP enthaltenen Projekte zur Verbesserung der Speichertransporte aus dem Verteilergebiet in die Fernleitung sollen mit Ende 2019 planmäßig umgesetzt werden.

I.4. Rechtliche Beurteilung

Die mit der Umsetzung von in der LFP 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 LFP 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 LFP auf den Entwurf des KNEP 2019 Bezug und bezieht die Auswirkungen der darin enthaltenen Projekte auf das Verteilernetz mit ein. Die Kohärenz

mit dem TYNDP 2017 sowie mit dem KNEP 2019 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 2019 drei verschiedene Absatzszenarien erstellt. Die Absatzprognose der Antragstellerin berücksichtigt sowohl klimaschutzpolitische Ziele (etwa 20/20/20-Ziele oder „#mission2030“) als auch allgemeine energiewirtschaftliche Entwicklungen. In Bezug auf das „Minimal Szenario“ bemerkt die Behörde, dass weder die Richtlinie 2012/27/EU, noch die Richtlinie Richtlinie (EU) 2018/2002 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, noch die nationalen Umsetzungsmaßnahmen zur Richtlinie 2012/27/EU ein verbindliches Einsparungsziel von 1,5% bei Gas vorschreiben, sondern statt der „Einsparung von Energie“ lediglich die „Verbesserung der effizienten Energienutzung“ vorschreiben, dabei viele Spielräume für nationale Prioritätensetzungen und Handlungsalternativen lassen und außerdem bestimmte Verbrauchssegmente und sog. „early actions“ abzugsfähig machen. Da es sich beim Minimalszenario jedoch um eine fiktive Annahme einer Gas-Verbrauchsdegression handelt, hat die Abweichung des gewählten Szenarios vom Rechtsbesatz an Effizienzvorschriften keine rechtliche Relevanz.

Für jedes Projekt wird in der LFP der Auslöser und die technische Notwendigkeit angeführt, diese Angaben begründen auch die technischen Zweckmäßigkeiten iSd § 22 Abs 3 Z 1 GWG 2011. Die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß SoS-VO ist aufgrund der von AGGM durchgeführten Berechnungen auch in Zukunft gewährleistet. Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 132 %. 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.

Der Genehmigungsantrag enthält die drei neuen Projekte 2019/01, 2019/02 und 2019/03, sowie Änderungen bei den Projekten 2016/01 und 2018/01.

In Umsetzung befinden sich folgende Projekte 2016/03, 2017/01, 2018/02, 2018/03 und 2018/04.

In Bezug auf die in der Konsultation eingelangten Stellungnahmen ergibt sich aus Sicht der Behörde kein Änderungsbedarf, da jene hauptsächlich allgemeiner Natur waren und keine Änderung oder Ergänzung konkreter Projekte der LFP betreffen.

Beurteilung der einzelnen zur Genehmigung eingereichten Projekte

Neu eingereichte Projekte:

- **Projekt 2019/01** Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG

Ziel des Projektes ist es, die Versorgungssicherheit (mit Erdgas und in einer langfristigen Perspektive mit gasförmigen Energieträgern wie z B Erneuerbaren Gas / Synthetischem Gas / Sektorkopplung) im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen. Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/02 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS" zu errichten. Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine derzeit nicht gegebene, aber notwendige (n-1)-Versorgungssicherheit der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt und die Versorgungssicherheit im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH deutlich erhöht werden. Die Maßnahmen sind nachvollziehbar und das Projekt daher zur Umsetzung geeignet.

- **Projekt 2019/02** Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS

Ziel des Projektes ist es, die Versorgungssicherheit (mit Erdgas und in einer langfristigen Perspektive mit gasförmigen Energieträgern wie z B Erneuerbaren Gas / Synthetischem Gas / Sektorkopplung) im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zu erhöhen. Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/01 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG" zu errichten. Bei der Umsetzung des Projekts soll das COSIMA-Modell weiter fortgeführt werden. Zusätzliche wirtschaftlich positive Effekte, wie z B die Vermarktung von Kapazitäten zwischen dem Marktgebiet Ost und dem Marktgebiet Tirol, sollen berücksichtigt werden. Auch ist das Projekt geeignet, um gemäß § 22 Abs 1 Z 1 lit a die Nachfrage an fester (fest buchbare) Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zu decken. Die Maßnahmen sind nachvollziehbar und das Projekt daher zur Umsetzung geeignet.

- **Projekt 2019/03** Ersatzinvestition Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz

Durch die Realisierung dieses Projektes kann die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Verteilernetzes auf dem bisherigen Versorgungssicherheits-Niveau beibehalten werden. Der alte Leitungsabschnitt wird auf ca. 16 bar abgesenkt, um weiter betrieben werden zu können, und der Ebene 2 zugeordnet, sobald der neue Leitungsabschnitt in Betrieb geht. Die Sticheitung zu Voest Donawitz ist als Ebene 2 auszuführen und von den Planungskosten abzuziehen, da diese nicht die Voraussetzungen einer Ebene 1 Leitung erfüllt. Das Projekt ist erforderlich, um weiterhin die Nachfrage an fester Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Energienetze Steiermark GmbH zu decken und die Bedarfe der Pyhrnleitung abzudecken. Die Maßnahmen der Ersatzinvestition sind nachvollziehbar und das Projekt daher zur Umsetzung geeignet.

Weiter geführte, abgeänderte Projekte

- **Projekt 2016/01** Ersatzinvestition Leitung G00 006

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 Der Fertigstellungszeitraum muss von 10/2020 auf 10/2021 verschoben werden Die geänderten Parameter sind nachvollziehbar, sodass eine weitere Genehmigung gerechtfertigt ist

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

Durch den Zwischenfall in Baumgarten wurden Teile der bereits fertiggestellten Anlage beschädigt oder zerstört Der Fertigstellungszeitraum muss von 12/2020 auf 12/2022 verschoben werden und die Projektbeschreibung angepasst werden Die geänderten Parameter sind nachvollziehbar, sodass eine Genehmigung gerechtfertigt ist

Auflagen

Die Erfüllung der Auflagen 2 a bis 2 c aus der LFP 2018 wurden mit dem Schreiben der AGGM vom 23 Jänner 2019 nachgewiesen Mit Schreiben vom 14 November 2019 hat AGGM auch die Erfüllung der Auflagen 2 d und 2 e gemeldet

Auf Basis der Auflage 2 d aus dem Bescheid 2018 wurde ein Projekt zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Bereich der Salzburg Netz GmbH und der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH entwickelt Dazu wurden diverse Varianten untersucht und die geeignetste Variante als Projekt eingereicht Daher ist die Auflage 2 d mit Einreichung der Projekte 2019/01 und 2019/02 jedenfalls erfüllt ¹

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 Nach Fertigstellung der Projekte 2019/01 und 2019/02 können die Lastflusszusagen entfallen, da die erforderlichen Kapazitäten dann über die neue Leitungsverbindung abgedeckt werden können Weiters hat AGGM die entsprechenden Kapazitätserfordernisse

¹ Die aufgrund der Wetterkapriolen im November 2019 erfolgten Hangrutschungen im Salzachtal in unmittelbarer Nähe zur dortigen Verteilerleitung haben die Notwendigkeit der Umsetzung dieser Maßnahme zusätzlich bestätigt Quelle Salzburg AG

für das Marktgebiet Tirol im deutschen Netzentwicklungsplan eingemeldet und wurden grundsätzlich berücksichtigt

Auflage 2 e aus der LFP 2018 besagt, dass AGGM für die LFP 2019 ein Projekt zur Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilergebiet entwickeln sollte. 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 im Sinne der Ziele der LFP gemäß § 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 wird der Antragstellerin aufgetragen, ein Projekt zur Anbindung des Speichers an das Verteilergebiet zu entwickeln.

Als Nachweis zur Erfüllung der Auflage hat AGGM ein gleichlautendes Schreiben an die beiden Speicherunternehmen des Speichers Haidach, Astora GmbH & Co KG (in der Folge Astora) und GSA LLC (in der Folge GSA), beigelegt sowie eine Schilderung der Rückmeldung der GSA abgegeben. Informationen zur inhaltlichen Positionierung der Astora fehlen hingegen vollkommen.

Wiewohl die Behörde ein Bemühen der AGGM nicht verkennen mochte, wurde der Auflage 2 e des LFP-Bescheides 2018 nicht Rechnung getragen, da die Erreichung des gesollten Ergebnisses, nämlich des mittels Auflage vorgeschriebenen Erfolges, die Anbindung von Haidach voranzutreiben, fehlt bzw. dessen Unmöglichkeit nicht nachgewiesen wurde. AGGM hat daher weiterhin an der Erfüllung dieser Auflage zu arbeiten.

Insbesondere scheinen weitere Gespräche mit Astora und GSA notwendig, um ein entsprechendes Projekt zur Anbindung des Speichers an das österreichische Verteilernetz zu entwickeln. Mögliche drohende Einschränkungen aufgrund eines Ausbleibens oder die Verringerung des Gasflusses durch die Ukraine können durch eine Anbindung des Speichers Haidach jedenfalls verringert werden, womit die Versorgungssicherheit steigt.

Monitoring der bereits genehmigten Projekte

Die angeführten Projekte werden unverändert weitergeführt und sind im Zeitplan:

2016/03

Ersatzinvestition der Leitung G00 011 (geplante Fertigstellung 12/2020)

2017/01

Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems (geplante Fertigstellung 12/2019)

2018/02

Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau (geplante Fertigstellung 12/2020)

2018/03

Ersatzinvestition Netz NO West 2 Schieberhauser Auersthal bis Neumarkt (geplante Fertigstellung 12/2025)

2018/04

Ersatzinvestition MUEA Lichtenworth und MUEA Hornstein (geplante Fertigstellung 12/2021)

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 Eingabengebühr von EUR 30,- gemäß § 14 TP 6 Abs 5 Z 1 lit b Gebührengesetz (GebG) 1957, BGBl Nr 267/1957 idgF, iVm § 2 BuLVwG-EGebV, BGBl II Nr 387/2014 idgF, unter Angabe des Verwendungszwecks durch Überweisung auf das entsprechende Konto des Finanzamtes für Gebühren, Verkehrssteuern und Glücksspiel gemäß § 1 Abs 3 BuLVwG-EGebV zu entrichten.

IV. Gebühren

Es wird hoflich ersucht, die Eingabengebühr von EUR 14,30 gemäß § 14 TP 6 Abs 1 Gebührengesetz 1957 und die Beilagengebühr von EUR 67,00 gemäß § 14 TP 5 Abs 1 Gebührengesetz, insgesamt somit **EUR 81,30**, auf das Gebührenkonto der Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control), 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 19.12.2019

Der Vorstand



Dr. Wolfgang Urbantschitsch, LL.M
Vorstandsmitglied



DI Andreas Eigenbauer
Vorstandsmitglied

Beilage:

Beilage ./1 Langfristige Planung 2019 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich
für den Zeitraum 2020-2029, Ausgabe 2 in der Fassung vom 14. November 2019

Ergeht als Bescheid an:

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