

Langfristige Planung 2016

für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich
für den Zeitraum 2017 – 2026



Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

Alle Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wurden aus Vertraulichkeitsgründen
mit schwarzen Balken überdeckt bzw. unleserlich gemacht.

Foto Titelseite: Station St. Margarethen,
Abdruck mit freundlicher Genehmigung der
Gas Connect Austria GmbH und
Senft Engineering GmbH

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2.0	22.07.2016	Bericht LFP 2016, Einreichung E-Control Austria
1.0	01.07.2016	Bericht LFP 2016, Konsultation

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Ziel der Langfristigen Planung	4
1.2	Vorgehen	4
2	Planungsrahmen für die LFP 2016	6
2.1	Strategische Rahmenbedingungen	6
2.1.1	Energiepolitische Zielsetzungen	6
2.1.2	Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen	12
2.1.3	Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen	17
2.2	Datenmodell der Langfristigen Planung 2016	18
2.2.1	Absatzmodell	18
2.2.2	Entry- Exit Punkte im Verteilernetz	32
2.3	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2015	36
2.4	Leitungsnetz Stand 5/2016	38
2.5	Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010	39
3	Kapazitätssituation im Planungsnullfall	40
3.1	Kapazitätssituation im Jahr 2017	40
3.2	Kapazitätssituation in den Jahren 2018 bis 2026	41
3.3	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher	42
4	Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite	43
4.1	Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass - Projekt – Projektbegründung	43
4.2	Kapazitätserweiterungsanträge	43
4.3	Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf	44
4.4	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol	46
4.5	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg	49
4.6	Kapazitätssituation der Speicher im Marktgebiet Ost	50
4.7	Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost	55
4.8	Ersatzinvestition Leitung G00 006	59
4.9	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	59
4.10	Ersatzinvestition Leitung G00 011	60

4.11	Ersatzinvestition G00 003 und G00 020.....	61
4.12	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten.....	65
4.13	Versorgungssicherheit Salzburg.....	65
5	Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2016	66
5.1	Fortführung von bereits genehmigten Projekten	66
5.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge.....	67
5.3	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2016	68
5.4	Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2016.....	69
5.5	Risikobewertung der Projekte aus der LFP 2016	70
6	Kapazitätsausweis für das Jahr 2017	74
7	Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2016	77
7.1	Stellungnahme der RAG Energy Storage.....	77
7.2	Stellungnahme der Uniper Energy Storage Austria	77
7.3	Stellungnahme der Netz Oberösterreich GmbH.....	78
7.4	Stellungnahme der Uniper Global Commodities SE	78
8	Zusammenfassung	80
8.1	Daten– und Prognosegrundlage	80
8.2	Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen	80

Anhänge zum Bericht der Langfristigen Planung 2016

- ▶ Anhang 1: Projekte der Langfristigen Planung 2016
- ▶ Anhang 2: Simulationsparameter Kapazitätsausweis
- ▶ Anhang 3: Leitungsplan Ebene 1 Anlagen
- ▶ Anhang 4: Daten Netzkoppelungspunkte [BGG]
- ▶ Anhang 5: Stellungnahmen der Marktteilnehmer im Rahmen der Konsultation der
Langfristigen Planung 2016

1 Einleitung

Die im Bericht enthaltenen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sind durch *kursive Schrift* und den Hinweis *[BGG]* gekennzeichnet.

1.1 Ziel der Langfristigen Planung

Gemäß der seit 21.11.2011 geltenden Rechtslage hat die AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) nach § 18 Abs. 1 Z 11 i.V.m. § 22 GWG die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine Langfristige Planung für das Verteilergebiet gemäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG zu erstellen. Diese Bestimmung sieht vor, dass es Ziel der Langfristigen Planung ist, die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 GWG 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, sowie
- ▶ die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß §§63 ff GWG herzustellen;
 - ▶ den Infrastrukturstandard gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr 994/2010 im Marktgebiet zu erfüllen sowie
 - ▶ die Transparenz in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt zu erhöhen.

Dabei haben alle im GWG genannten Marktteilnehmer an der Erstellung der Langfristigen Planung durch Zur-Verfügung-Stellung von Daten auf Verlangen der AGGM mitzuwirken.

Bei der Absatzprognose und Maßnahmenplanung wird gemäß den Zielen des § 22 GWG von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen aktiven sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen. Basis für die Maßnahmenplanung sind die Prognosen der Verteilernetzunternehmen sowie die gem. §33 (2) GWG eingebrachten Anträge auf Kapazitätserweiterung.

1.2 Vorgehen

Die LFP 2016 wurde von der AGGM mit Unterstützung der Marktteilnehmer erstellt, wobei die Planungsgrundlagen und die Ergebnisse mit den Netzbetreibern und dem Marktgebietsmanager abgestimmt wurden.

Das Ergebnis der Langfristigen Planung wurde am 29.06.2016 im Rahmen der „Präsentation der Konsultationsversion der Gas Netzausbaupläne in Österreich“ gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt.

Im Zeitraum vom 1.7.2016 20:00 bis 18.7.2016 10:00 wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2016, Ausgabe 1 vom 1.7.2016, von der AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation gestellt.

In der vorliegenden Einreichversion der Langfristigen Planung 2016, Ausgabe 2 vom 22.7.2016, werden die Konsultationsbeiträge berücksichtigt und in Kapitel 7 gewürdigt. Die Stellungnahmen sind dem Bericht im Anhang 5 angefügt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2016 wurde grundsätzlich die gleiche Datenstruktur wie in den Jahren davor eingesetzt (Absatzmodell, Bezugsmodell, Netzmodell).

Als Auslegungsgrundlage für die Dimensionierung der Netzinfrastruktur wird die maximale Stundenbelastung eines jeden Netzgebietes herangezogen (Absatzszenario WINTER / NB_Max). Auf dieser Basis wurden die bis zum 31.5.2016 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen Planung 2016 wird die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien erstellt. Das Baseline Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus. Im Maximal Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Das Minimal Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU Energieeffizienz Richtlinie.

2 Planungsrahmen für die LFP 2016

2.1 Strategische Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel folgt eine kurze Zusammenfassung der strategischen Rahmenbedingungen, in die sich die Langfristige Planung 2016 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich einbettet. Es wird ein Überblick über die energiepolitischen Zielsetzungen, die übergeordneten Netzentwicklungspläne und die Konsequenzen daraus gegeben.

2.1.1 Energiepolitische Zielsetzungen

2.1.1.1 Europäische Ziele und Maßnahmen

Energieunion

Die Schaffung einer europäischen Energieunion, teilweise auf Grund ihrer ambitionierten Klimaschutzziele auch als Energie- und Klimaunion bezeichnet, ist ein politisch prioritäres Projekt der Europäischen Kommission, um die Energiepolitik Europas zu reformieren und neu zu strukturieren, wobei

- Versorgungssicherheit,
- ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt,
- Energieeffizienz,
- Klimaschutz – Emissionsminderung sowie
- Forschung und Entwicklung

ihre fünf Dimensionen bilden. Die Energieunion soll damit eine über die Senkung des Energieverbrauchs und Förderung von Innovation *nachhaltige*, durch Bündelung von Ressourcen, Verbindung von Netzen und Diversifizierung von Energiequellen *sichere* und über einen verstärkten Wettbewerb *erschwingliche* Energieversorgung aller Bürger der Europäischen Union ermöglichen und schließlich zu einer nachhaltigen, kohlenstoffarmen und umweltfreundlichen Wirtschaft führen.

Mit dem am 13. Dezember 2007 unterzeichneten und am 1. Dezember 2009 in Kraft getretenen Vertrag von Lissabon erhielt die Energiepolitik der Europäischen Union erstmals eine eigenständige Rechtsgrundlage im Primärrecht. Zuvor konnte die Union lediglich über die Bestimmungen zum Europäischen Binnenmarkt sowie die gemeinsame Umweltpolitik in die Energiemärkte eingreifen. Der Vertrag von Lissabon hatte nun zur Folge, dass auch die energiepolitischen Ziele *Versorgungssicherheit* und *Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung* explizit verfolgt werden konnten.

Im Jahr 2007 wurde auch eine überarbeitete Energiestrategie vorgelegt, die vor allem beim Klimaschutz und im Bereich Erneuerbare Energien Ziele festlegte und Maßnahmenbündel vorschlug. Ein energiepolitischer Aktionsplan und erste konkrete Gesetzesvorschläge folgten kurz darauf.

Die Energiestrategie der EU ist grundsätzlich darauf ausgerichtet, langfristig drei Ziele zugleich erreichen zu wollen:

- Bekämpfung des Klimawandels,
- Reduktion der Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen und
- Förderung von Wachstum und Beschäftigung mit einer wettbewerbsfähigen Energieversorgung.

Im Jahr 2010 stellte die Kommission den Entwurf einer erweiterten Energiestrategie mit langfristigen Zielen für 2050 vor und ebenso eine Fortschreibung des Energieaktionsplans, gültig für den Zeitraum 2011–2020. Schwerpunkte bildeten hierbei die Themen

- Energiebinnenmarkt,
- Energieeffizienz,
- Verbraucherschutz,
- Forschung und Entwicklung sowie
- Energieaußenbeziehungen der EU.

Die in den Politischen Leitlinien für die neu besetzte Europäische Kommission vom 15. Juli 2014 vorgesehene Schaffung der Energieunion hat durch die bereits im Jahr 2014 getroffenen Vereinbarungen zum Klima- und Energiepolitikrahmen bis 2030 sowie zur Europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit ein festes Fundament erhalten. Nachdem sich zunächst 2015 der Europäische Rat mit der Schaffung einer Energieunion auseinandergesetzt hat, steht diese bereits für die Slowakische EU-Ratspräsidentschaft 2016 als Priorität auf der Agenda.

Sämtliche Politikbereiche der Energieunion berühren direkt und indirekt die europäischen Erdgasmärkte. Exemplarisch sei hier die teilweise noch sehr große Abhängigkeit einiger Mitgliedsstaaten von einzelnen Produzenten- oder Transitländern außerhalb der Europäischen Union genannt, woraus sich ein Risiko größerer Versorgungsunterbrechungen ableiten lässt. Dieser Abhängigkeit entgegen wirken sowohl verstärkte Energieeffizienzmaßnahmen als auch eine weitere Vernetzung der Mitgliedsstaaten untereinander gemeinsam mit der fortgesetzten Diversifizierung der Erdgasquellen und seiner Transportwege. Insgesamt werden sämtliche Prozesse zur Implementierung der Vorgaben der Energieunion voraussichtlich auch großräumige Verschiebungen der Erdgasströme in der Europäischen Union nach sich ziehen und daher bedeutende Auswirkungen auf die Infrastruktur der Zukunft haben.

Das Dritte Energiepaket der EU

Die Schaffung eines gemeinsamen Binnenmarktes der Mitgliedstaaten der Europäischen Union stand und steht seit Jahren im Zentrum ihrer Energiepolitik. Dabei sollen die Grundprinzipien des Europäischen Binnenmarktes auch auf den Bereich Energie ausgedehnt werden, was gerade für leitungsgesundene Energieträger wie Erdgas und Elektrizität besondere Regularien zu seiner erfolgreichen Implementierung erfordert. Als zentraler Begriff ist hier sicherlich der des *natürlichen Monopols* zu nennen, unter dem Strom- und Erdgasnetze subsumiert werden. Beginnend mit den frühen 1990er Jahren versuchten verschiedenste Institutionen der Europäischen Union, dem Ziel des Energiebinnenmarktes näher zu kommen.

Die 2005 durchgeführte Untersuchung des Energiesektors (Energy Sector Inquiry) durch die Generaldirektion Wettbewerb (DG COMP) machte deutlich, dass unter den damals gültigen rechtlichen Rahmenbedingungen die Ziele der in den 1990er Jahren begonnenen Liberalisierung und Öffnung der Energiemärkte der europäischen Union nicht erreicht werden konnten. Mit der Verabschiedung eines fünf Dokumente umfassenden, als *Drittes Energiepaket der EU* bekannt geworden Regelwerks im europäischen Parlament und seinem Inkrafttreten am 3. September 2009 wurden die notwendigen Anpassungen umgesetzt und damit aus Sicht der

Europäischen Kommission die Basis für einen auf Wettbewerb und Transparenz beruhenden europäischen Energiebinnenmarkt geschaffen.

Direkt auf die Entwicklung der Erdgasmärkte beziehen sich die *Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt* sowie die *Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen*, indirekt die *Verordnung (EG) Nr. 713/2009 zur Gründung einer Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden* (Agency for the Cooperation of Energy Regulators, kurz ACER), welche sowohl Erdgas- als auch Elektrizitätsmärkte betrifft. Im Gegensatz zu Verordnungen, deren Bestimmungen unmittelbar in der europäischen Union anzuwenden sind, bedürfen Richtlinien der Implementierung ihrer Bestimmungen im nationalen Rechtsrahmen der Mitgliedstaaten. Diesem mit wenigen Ausnahmen bis zum 3. März 2011 abzuschließenden Prozess wurde in Österreich mit dem Gaswirtschaftsgesetz 2011 und den in der Folge erlassenen Verordnungen, von denen hier die Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 exemplarisch genannt sei, genüge getan.

Als Ergänzung des Dritten Energiepakets erstellt der Verband Europäischer Fernleitungsnetzbetreiber für Gas (ENTSO-G) basierend auf den im Auftrag der Europäischen Kommission von ACER ausgearbeiteten zwölf Rahmenleitlinien (Framework Guidelines) zwölf Netzkodizes (Network Codes), die zu einer weiteren Harmonisierung der Bedingungen für grenzüberschreitende Erdgastransporte und einer fortgesetzten Marktintegration beitragen sollen. Bisher wurden drei der zwölf Netzkodizes von der Europäischen Kommission angenommen:

- *Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen,*
- *Netzkodex für die Gasbilanzierung in Fernleitungsnetzen,*
- *Netzkodex mit Vorschriften für die Interoperabilität und den Datenaustausch.*

Es ist davon auszugehen, dass die primär für die Fernleitungsebene geltenden Netzkodizes auch Auswirkungen auf das Verteilergelände haben werden.

Energieversorgungssicherheit und Energieaußenpolitik

Eines der drei Hauptziele der Energiepolitik der Europäischen Union ist die Sicherstellung der Energieversorgung zu vertretbaren Preisen. Es besteht die Gefahr, dass einer steigenden Importabhängigkeit nur unzureichende Liefermengen bei Erdöl, Erdgas und Uran gegenüberstehen. Weiters besteht ein erheblicher Bedarf an Investitionen in die Energieinfrastruktur, unter anderem auch deshalb, weil sich im Krisenfall die EU-Mitgliedstaaten gegenseitig unterstützen sollen. Daher richtet sich eine auf die Energieversorgungssicherheit bezogene Politik zum einen auf das Verhältnis der Europäischen Union zu Lieferländern besagter Energieträger, ist also auch als Grundlage der Energieaußenpolitik zu verstehen, zum anderen auf das Verhältnis zwischen der Union selbst und ihren Mitgliedstaaten sowie den europäischen Energieversorgungsunternehmen.

Die europäische Energieaußenpolitik umfasst alle Maßnahmen, die nicht die Energiebeziehungen innerhalb der Union regeln, sondern die Beziehungen zu Akteuren jenseits der Unionsgrenzen strukturieren. Da für die internationalen Energiemärkte kein umfassender und verbindlicher Rechtsrahmen existiert, bleibt der direkte Handlungsspielraum der Europäischen Union nach außen auf eher unverbindliche Energiedialoge mit den Lieferländern

der obengenannten Energieträger beschränkt. Die grundsätzlich auf Versorgungssicherheit fokussierte außenpolitische Dimension ist jedoch nicht nur darauf reduziert. Auch Maßnahmen wie der Export des Rechtsrahmens des europäischen Energiebinnenmarktes, der beispielsweise in allen Mitgliedsländern der Energiegemeinschaft zur Anwendung gelangt, sind Teil der Energieaußenpolitik der Europäischen Union. Schließlich sollen die Diversifizierung von Rohstoffquellen und Transportrouten gemeinsam mit einer Intensivierung der Energiedialoge die strategische Position verbessern und den eingeschränkten Handlungsspielraum nach außen hin vergrößern.

Ganz im Gegensatz dazu gibt es im Inneren ungleich größere Eingriffsmöglichkeiten, welche beispielsweise im Programm der Transeuropäischen Energienetze (TEN-E) zur Förderung der grenzüberschreitenden Verknüpfung der mitgliedstaatlichen Gas- und Stromnetze sowie der Planung von Importpipelines und LNG-Terminals ihren Ausdruck finden. Trotzdem werden viele der vorhandenen Handlungsoptionen bisher nur in Ansätzen genutzt.

Energieeffizienz und Erneuerbare Energien

Wesentlich zur Erreichung der drei Hauptziele der europäischen Energiepolitik tragen die Steigerung der Energieeffizienz sowie der Ausbau des Anteils erneuerbarer Energieträger am Energiemix bei. Eine erhöhte Effizienz führt nicht nur zu einer Verringerung der Importabhängigkeit bei fossilen Energieträgern, sie stellt auch, gemeinsam mit erneuerbaren Energieträgern, einen Beitrag zur Bekämpfung des Klimawandels dar. Nebenbei erhöhen Investitionen im Bereich der Energieeffizienz in der Regel auch die Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft.

Im Detail zielen die auf europäischer Ebene gesetzten Energieeffizienzmaßnahmen auf einzelne Prozesse und Gerätetypen und legen Verbrauchsstandards spezifischer Produktgruppen fest. Unter anderem sollte dadurch die Energieeffizienz beginnend mit dem Jahr 2008 bis zum Jahr 2017 jährlich um ein Prozent zunehmen. Neben diesen nicht verbindlichen Zielen wurde mit der EU-Energieeffizienz-Richtlinie im Jahr 2012 eine rechtsverbindliche Maßnahme gesetzt, wodurch das Ziel einer um 20% effizienteren Energienutzung bis 2020 erreicht werden soll.

Im Bereich der Förderung Erneuerbarer Energieträger hat sich die EU verbindliche Ziele gesetzt. Bis 2020 will sie den Gesamtanteil am Endenergieverbrauch im EU-Durchschnitt verbindlich auf 20 Prozent steigern. Um dieses Gesamtziel zu erreichen, werden jedem Mitgliedstaat in der im April 2009 verabschiedeten Erneuerbare-Richtlinie unterschiedliche Zielmarken zugeteilt.

In einem 2011 vorgelegten Fahrplan (Roadmap) stellte die EU-Kommission verschiedene Szenarien und Potenzialberechnungen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien bis 2050 vor.

Am 22. Januar 2014 gab die EU-Kommission ihre energie- und klimapolitischen Ziele für 2030 bekannt. Demnach wird ein Ziel von 27 Prozent für den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch der EU und eine Verringerung der CO₂-Emissionen um 40% bis zum Jahr 2030 angestrebt.

Energietechnologien

Die ambitionierten energiepolitischen Ziele der EU werden nur dann zu erreichen sein, wenn der technologische Fortschritt im Bereich der Energietechnologien zügig voranschreitet. Dies gilt etwa für die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Sequestrierung, kurz CCS) bei der Verbrennung fossiler Energieträger, alternative Antriebe im Verkehrssektor (Wasserstoff oder Biokraftstoffe) sowie für Verbesserungen bei Energieeffizienztechnologien oder der Energiespeicherung. Die Entwicklung sowie die Markteinführung innovativer Technologien kann nicht nur durch regulatorische Maßnahmen vorangetrieben werden, sondern auch durch die Zuweisung von Forschungsmitteln, welche im 6. und 7. Forschungsrahmenprogramm der Union bereitgestellt wurden bzw. werden.

Die im Jahre 2008 erfolgte Annahme des „Strategieplans für Energietechnologie“ durch den Europäischen Rat hatte bis jetzt noch keine konkreten Gesetzesvorhaben zur Folge. Die Förderung von Energietechnologien ist noch am ehesten im Rahmen der Gesetzgebung zu CCS zu erwarten. Eine im Dezember 2008 verabschiedete Richtlinie regelt die geologische Speicherung von abgedichtetem CCS, die Verordnung zum Energieinfrastrukturpaket, auf das sich der Europäische Rat im März 2009 vorläufig geeinigt hat, enthält auch Zuschüsse für mehrere Kohlekraftwerksprojekte mit CCS.

2.1.1.2 Österreichische Ziele und Maßnahmen

Energieinfrastrukturgesetz

Mit der Verabschiedung des Energieinfrastrukturgesetzes werden die Bestimmungen der *Verordnung (EU) Nr. 347/2013 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur [...]* durchgeführt. Ziel des Gesetzes ist die Erlassung begleitender Regelungen zu dieser Verordnung, wodurch unter anderem die Energieinfrastruktur in der Europäischen Union resistenter gegenüber diversen Ausfallsszenarien oder auch die Umsetzung von Infrastrukturvorhaben von gemeinsamem Interesse erleichtert werden soll. Ebenso wird das Ziel einer schnelleren Modernisierung vorhandener und einer schnelleren Realisierung neuer Energieinfrastrukturen genannt, insbesondere im Hinblick auf die Vollendung des Energiebinnenmarkts und der Gewährleistung der Versorgungssicherheit, aber auch im Hinblick auf Verbesserungen in den Bereichen Energieeffizienz, erneuerbare Energien und Klimaschutz. Mit dem Energieinfrastrukturgesetz soll somit ein weiterer Beitrag zur Verwirklichung einer kostenoptimierten, nachhaltigen und gesicherten Energieversorgung gewährleistet werden.

In Bezug auf die europäische Erdgasinfrastruktur wird Österreich im Anhang 1 der *Verordnung (EU) Nr. 347/2013* im Abschnitt 2 *Vorrangige Gaskorridore* als betroffener Mitgliedstaat in den Unterabschnitten *Nord-Süd-Gasverbindungsleitungen in Mitteleuropa und Südosteuropa (NSI East Gas)* und *Südlicher Gaskorridor (SGC)* genannt. Der Gaskorridor NSI East Gas zielt auf regionale Verbindungen zwischen dem Ostseeraum, der Adria und der Ägäis, dem östlichen Mittelmeer und dem Schwarzen Meer. Unter dem Südlichen Gaskorridor wird eine Infrastruktur für eine Gasfernleitung aus dem zentralasiatischen Raum bzw. aus dem Nahen Osten in die Europäische Union für eine stärker diversifizierte Gasversorgung verstanden. Konkret wird diesen Korridoren unter anderem das mit österreichischer Beteiligung umzusetzende Projekt Bidirectional Austrian – Czech Interconnection (BACI) sowie ein weiterer Ausbau des bidirektionalen Fernleitungskorridors Bulgarien-Rumänien-Ungarn-Österreich zugerechnet (siehe auch *DELEGIERTE VERORDNUNG (EU) 2016/89*).

Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung 2013-2018

Im *Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung 2013 – 2018* finden sich die aktuellsten energiepolitischen Ziele und Maßnahmen für Österreich. Die wesentlichen Inhalte werden in Kapitel 2 *Österreich fit für die Zukunft machen* im Abschnitt *Sichere Energieversorgung für Österreich* beschrieben. Als Ziel wird ein effizientes, leistbares und sozial verträgliches Energiesystem genannt, welches Versorgungssicherheit, Wohlstand, Wettbewerbsfähigkeit und eine lebenswerte Umwelt garantieren soll. Die dabei zu meisternden Herausforderungen inkludieren unter anderem die für die Langfristige Planung relevanten Bereiche *Europäische Rahmenbedingungen, Weiterentwicklung der Netz-Infrastruktur sowie Verfahrensdauer im Energieinfrastrukturbereich*.

Ein Auszug aus dem in Schlagworten gehaltenen Arbeitsprogramm wird folgend dargestellt, wobei der Fokus der Auswahl auf die für den Erdgasbereich im Allgemeinen und die Erdgasinfrastruktur im Besonderen wichtigen Punkte gelegt wird.

Energiepolitischer Rahmen:

- ▶ Erarbeitung einer Energiestrategie 2030 unter Einbindung aller relevanten Stakeholder.
- ▶ Mitgestaltung der europäischen Ziele, Fixierung nationaler Ziele im Einklang mit EU-Vorhaben, Wechselwirkungen zu Klima-Zielen usw. beachten;

Energieeffizienz:

- ▶ Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie;
- ▶ Stabilisierung des Endenergieverbrauchs bei 1.100 PJ pro Jahr bis 2020;
- ▶ Erreichung des 1,5 %-Energieeffizienzziels durch bundesweit einheitliche gesetzliche Regelungen, Anreize und Motivation, Weiterführung und Optimierung bestehender Programme, verbindliche Branchenverpflichtungen auf gesetzlicher Basis für alle Energieträger – mit dem Ziel, 40 % dieser Maßnahmen bei den Haushalten wirksam werden zu lassen (mit laufendem Monitoring);

Versorgungssicherheit / Infrastruktur:

- ▶ Umsetzung EU-Infrastrukturverordnung für wichtige europäische Projekte (PCI) durch Koordinierung auf Bundesebene;
- ▶ Klarstellung des öffentlichen Interesses an im Netzentwicklungsplan angeführten Projekten;
- ▶ Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Energie-Infrastrukturprojekte;
- ▶ effiziente, gestraffte UVP-Verfahren, insbesondere durch Ausstattung der Behörden mit Sachverständigen; Einhaltung der gesetzlichen Verfahrensdauern;
- ▶ Bekenntnis zur Errichtung zusätzlicher Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke, zum Ausbau der Netz- und Transportinfrastruktur sowie zu Erdgas als Brückentechnologie;
- ▶ Paket zur klimaschonenden Bereitstellung von Wärme und Strom;
- ▶ Sicherung von bestehenden, hocheffizienten, wärmegeführten Biogasanlagen der 2. Generation (Schwerpunkt Reststoffverwertung) durch Nachfolgetarife;
- ▶ für alle anderen Biogasanlagen ist eine stranded cost-Lösung anzustreben;
- ▶ Förderung neuer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) und beihilfenrechtsneutrale Unterstützung bestehender hocheffizienter KWK im Einklang mit EU-Recht, vorzugsweise in Form eines »KWK-Punkte-Gesetzes«.

Europäische Energiepolitik / Wettbewerb:

- ▶ Stärkung des Wettbewerbes, insbesondere durch:
 - ▶ Verwirklichung des EU-Energiebinnenmarkts;
 - ▶ Diversifizierung der Energieträger, Energiequellen und Energiewege;
 - ▶ Ausbau der Energiedrehscheibenfunktion Österreichs durch internationale Kooperationen, Infrastrukturausbau, Gas- und Pumpspeicher, Handelsplätze.

Anstoßen von Innovationen im Energiesystem:

- ▶ Energieeffizientere Produkte und Prozesse durch neue Materialien bzw. Technologien;
- ▶ neue Lösungen für intelligentes und nachhaltiges Sanieren suchen;
- ▶ Intensivierung der Entwicklung von Low Carbon-Technologien in energieintensiven Industrien;

Ebenso in Kapitel 2 *Österreich fit für die Zukunft machen* werden im Abschnitt *Umwelt schützen und nachhaltiges Wachstum fördern* verschiedene Arbeitsbereiche zu Umwelt- und Klimaschutz vorgestellt. Als bedeutende Maßnahme in diesem Paket für die Energiewirtschaft ist sicherlich die Umsetzung der österreichischen Selbstverpflichtung im Rahmen der „EU 2020-Ziele“ zu einem Anteil der erneuerbaren Energie von 34%, einer Reduktion der Treibhausgasemissionen um 16% sowie einer Energieeffizienzsteigerung um 20% zu nennen. Für die Erdgaswirtschaft im Speziellen könnte sich die Maßnahme der Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern im täglichen Leben durch CO₂-Reduktion im Verkehr, thermische Gebäudesanierung und Fernwärmeanschlüsse als interessant erweisen, sei es durch einen verstärkten Einsatz von Erdgas als Kraftstoff oder einen verringerten Heizwärmebedarf bei Haushalten.

2.1.2 Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen

2.1.2.1 Ten Year Network Development Plan

Das vorrangige Ziel des Zehn-Jahre-Entwicklungsplans (Ten Year Network Development Plan, kurz TYNDP) ist die Darstellung der gesamteuropäischen Infrastruktur und das rechtzeitige Aufzeigen zukünftiger potentieller Investitionslücken. Zusätzlich betrachtet der Plan das Lieferpotential, die Marktintegration und die Versorgungssicherheit und erfasst somit auch die gesamtheitliche Dynamik des Europäischen Gasmarktes.

Gemäß der weiter oben bereits erwähnten Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen erstellt und veröffentlicht den TYNDP der Verband Europäischer Fernleitungsbetreiber für Gas (European Network of Transmission System Operators for Gas, kurz ENTSO-G) im Zweijahresrhythmus.

Wie in den letzten Langfristigen Planungen hat AGGM auch in der LFP 2016 die europäische Situation bezüglich Netzinfrastuktur, Gasaufbringung und Gasnachfrage mitberücksichtigt. Der von der ENTSOG 2015 veröffentlichte TYNDP enthält folgende für die LFP 2016 relevante Informationen.

Gasinfrastruktur

Der TYNDP enthält eine Liste an künftigen europäischen Gasinfrastrukturprojekten. Die folgende Darstellung enthält eine Auflistung all jener Projekte, die einen Einfluss auf Österreich haben könnten und wie sie in der LFP 2016 berücksichtigt wurden:

Connection to Oberkappel (Non-FID)

Das Projekt zielt darauf ab, das bestehende Fernleitungsnetz der Tschechischen Republik mit dem Österreichs zu verbinden. Dabei soll das südböhmische System sowohl an die Penta West als auch an die West Austria Gasleitung nahe des Grenzübergabepunktes Oberkappel angebunden werden. Mit Errichtung dieser Infrastrukturen könnte zukünftig Gas, welches über die North Stream Pipeline, die Ostseepipeline Anbindungsleitung (OPAL) und das Gazelle-System die tschechisch-deutsche Grenze erreicht, weiter über das Netz der Net4Gas bis an die österreichisch-deutsche Grenze und damit nach Österreich oder in den süddeutschen Raum geleitet werden. Die Ausgestaltung des Projektes ist noch weitgehend unklar, weshalb keine Analyse der Auswirkungen auf das österreichische Verteilernetz gemacht werden kann.

MONACO Leitung: Burghausen – Amerdingen (Non-FID)

Das von bayernets verfolgte Projekt der Erdgashochdruckleitung MONACO besteht aus den zwei Abschnitten MONACO 1 und MONACO 2. Die Trasse der MONACO 1 verläuft zwischen Burghausen an der österreichisch-deutschen Grenze und der Gemeinde Finsing nordöstlich von München, die von MONACO 2 zwischen Finsing und Amerdingen an der Grenze von Bayern zu Baden-Württemberg.

Der erste Abschnitt dient dazu, den grenzüberschreitenden Gasaustausch auszubauen und eine Verbesserung der Versorgung des süddeutschen Raumes zu gewährleisten, wovon auch das ausschließlich an das süddeutsche System angebundene Marktgebiet Tirol profitieren wird. Weiters verbessert MONACO 1 auch die Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach, wodurch sich Transporte von und zu diesen Speichern im Verteilergebiet verändern können. Für MONACO 1 liegt der Planfeststellungsbeschluss der Regierung von Oberbayern vor.

Die Umsetzung des Abschnittes MONACO 2 ist von der Realisierung geplanter Gaskraftwerksprojekte abhängig und ruht aktuell.

Die österreichischen Projekte sind im Kapitel 2.1.2.3 kommentiert

Gasaufbringung

Der TYNDP geht weiterhin von einer signifikant rückläufigen Erdgasproduktion in der europäischen Union aus, wobei der Rückgang durch die Entwicklung neuer Felder auf und um Zypern sowie in Rumänien zumindest leicht abgeschwächt werden könnte. Jedenfalls wird selbst bei einem stabilen Gasabsatz eine erhebliche Erhöhung der Importe erforderlich sein, die aus heutiger Sicht nur durch weitere Einfuhren aus Russland sowie LNG-Projekte realisiert werden kann. Andere Quellen wie Algerien, Libyen oder auch Norwegen werden weiterhin genutzt werden, bieten jedoch kurz- und mittelfristig nicht das Potential, die durch die rückläufige Eigenproduktion entstehenden Lücken zu schließen. Dasselbe kann von den übrigen Gasquellen Europas wie beispielsweise der Kaspischen Region gesagt werden, die jedoch seit jeher nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtaufbringung in der europäischen Union hatten.

Gasabsatz

Im TYNDP werden mehrere Absatzprognosen aus unterschiedlichen Quellen mit unterschiedlichen Basisannahmen dargestellt (vgl. TYNDP 2015, S. 71f). Die Ergebnisse der verschiedenen Berechnungen weisen Zukunftsszenarien von stark abfallenden bis hin zu stark steigenden Jahresabsätzen auf. Szenarien mit einem fallenden Verbrauch entstehen vor allem vor dem Hintergrund der politischen Ziele einer Treibhausgasreduktion und der damit verbundenen Abkehr von fossilen Energieträgern, wohingegen ein steigender Absatz mit wirtschaftlicher Erholung bzw. wirtschaftlichem Aufschwung gleichgesetzt wird. Als Beispiel für die durchaus gravierend auseinanderdriftenden Werte soll der prognostizierte Jahresverbrauch für das Jahr 2020 dienen, der je nach Quelle zwischen ca. 4.750 Terawattstunden und ca. 5.750 Terawattstunden angesetzt wird. Zu bemerken ist, dass ENTSOG selbst in unterschiedlichen Szenarien von einer leichten, aber wahrnehmbaren Steigerung des Gesamterdgasabsatzes ausgeht.

2.1.2.2 Gas Regional Investment Plan

In der *Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt sowie in der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen* ist die regionale Kooperation der europäischen Fernleitungsbetreiber vorgesehen. Die in der ENTSOG organisierten Netzbetreiber bilden basierend auf einer Analyse der bestehenden Interkonnektivität und Operabilität ihrer Netze sowie der zukünftigen Infrastrukturentwicklungsmaßnahmen sechs, sich teilweise überlappende regionale Zonen. Für jede dieser Zonen entwickeln die betroffenen Netzbetreiber einen sogenannten Gas Regional Investment Plan (GRIP), wobei das österreichische Netz Teil der beiden Planungsregionen Central Eastern Europe (GRIP CEE) und Southern Corridor (GRIP Southern Corridor) ist. Die jeweiligen GRIPs werden alle zwei Jahre mit einem Planungshorizont von 10 Jahren erstellt und auf der Homepage der ENTSOG veröffentlicht.

Beide für Österreich relevanten regionalen Investment Pläne, d.h. GRIP CEE, veröffentlicht am 18. Mai 2014, und GRIP Southern Corridor, veröffentlicht am 4. Juni 2014, wurden in der Langfristigen Planung 2016 berücksichtigt. Der Planungshorizont war hier jeweils der Zeitraum 2014-2023. Beide Pläne greifen grundsätzlich auf die im TYNDP aufgelisteten Projekte zurück und untersuchen unter anderem die Versorgungssicherheit der Staaten der jeweiligen Region unter definierten Unterbrechungsszenarien in Abhängigkeit der Realisierung der FID bzw. FID- und non-FID-Projekte.

Beim GRIP Central Eastern Europe sind die angesetzten Abnahmeszenarien interessant, welche von einer Absatzsteigerung zwischen 8% und 12% in der Planungsperiode ausgehen, wobei die hauptsächliche Steigerung vor allem in den ersten Jahren erwartet wird. Die Analysen basieren dabei auf einem bilanziellen Modell ohne hydraulischer Simulation. In allen Szenarien ist Österreich mit der höchsten Flexibilitätsstufe ausgewiesen, was sich auch in der N-1 Betrachtung des Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 widerspiegelt (siehe dazu Kapitel 2.5).

Der GRIP Southern Corridor weist sehr ähnliche Methoden wie der GRIP Central Eastern Europe auf und beantwortet vergleichbare Fragestellungen. Wiederum ist Österreich in allen Szenarien mit der höchsten Flexibilitätsstufe ausgewiesen.

2.1.2.3 Koordinierter Netzentwicklungsplan 2016 (Entwurf), Österreich

Der Marktgebietsmanager hat in Österreich gemäß § 14 Abs. 1 Z 7 GWG die Aufgabe in Zusammenarbeit mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Berücksichtigung der Langfristigen Planung des Verteilergebietsmanagers den Koordinierten Netzentwicklungsplan zu erstellen.

Im Zuge der Erstellung wird eine vom MGM koordinierte Bedarfserhebung an den Entry/Exit Punkten des Fernleitungsnetzes durchgeführt. Aufbauend auf diesen Bedarfen werden Projekte entwickelt, die diese Bedarfe erfüllen können. Diese Bedarfe werden, unabhängig von welchem Bedarfsträger sie gemeldet werden, in der Planung berücksichtigt. Sofern die Behörde die eingereichten Projekte gemäß der wirtschaftlichen Beurteilung mit Ausbauschwelle genehmigt, werden nach Ermittlung der konkreten Bedarfsnachfrage mittels eines diskriminierungsfreien Vergabeverfahrens die Projekte bei ausreichender Buchung umgesetzt.

Im Folgenden sind ausgewählte Projekte des KNEP und deren Auswirkung auf das Verteilergebiet dargestellt, sofern dies auf Basis der veröffentlichten Dokumente möglich ist:

GCA 2015/07b: Mehrbedarf Verteilergebiet +

Diese Projekte korrespondieren mit dem Projekt 2012/03. Während im LFP Projekt die Kapazitätsbestellung gegenüber dem Fernleitungsnetz abgebildet ist, wird im KNEP Projekt die Umsetzung des Projektes beantragt. Das Projekt wurde zwischen GCA und AGGM abgestimmt.

Dieses Projekt wird gemeinsam mit dem Projekt TAG 2016/02 umgesetzt, wodurch sich das Gesamtprojekt um 1 Jahr verzögern wird.

GCA: 2015/01a BACI

BACI Bidirectional Austrian Czech Interconnector: Die Trasse der BACI quert bei ca. km 37 die Trasse der Ebene 2 Leitung Ladendorf – Hohenau. Die Leitung Ladendorf – Hohenau wird mit 12 barg betrieben. Eine Einspeisung in diese Leitung kann lediglich den geringen lokalen Absatz bedienen. Ein Gastransport über Ladendorf hinaus Richtung Laa ist aufgrund der Drucksituation nicht möglich. Eine Querverbindung weiter nördlich von Reintal nach Laa würde eine ca. 35 km lange Leitung erfordern. Somit ist eine einfache redundante Anspeisung von Laa mit der BACI Leitung nicht darstellbar. Derzeit besteht seitens des Verteilernetzes kein Bedarf an einem Ausspeisepunkt aus der BACI Leitung.

GCA 2015/02: Entry Überackern

GCA 2015/02a: Entry Überackern

GCA 2015/03: Entry/Exit Überackern Maximum

Ausbaumaßnahmen zur Erhöhung der FZK Kapazität an den GCA West Entries: Das Projekt umfasst ein Paket von Einzelmaßnahmen u.a. auch den Loop der WAG von Oberkappel nach Bad Leonfelden in der Dimension DN 1200. Durch diese Maßnahme ist der WAG Abzweigpunkt Bad Leonfelden betroffen, der für die Versorgung des Verteilergebietes benötigt wird. Die Mindestdruckerfordernung des Verteilergebietes am Abzweigpunkt WAG Bad Leonfelden ist folgende: 47 barg WAG Druck (Stationseingangsdruck).

Die Bereitstellung des Mindestdrucks in Bad Leonfelden für das Verteilernetz bewirkt auch Kosteneinsparungen für das Fernleitungsnetz. Bei einem hohen West-Ost Fluss in der WAG und

einem hohen Druck in Bad Leonfelden und Rainbach kann bereits in Bad Leonfelden und Rainbach eine hohe Gasmenge in das Verteilernetz entnommen werden mit der Wirkung, dass das Fernleitungsnetz diese Gasmengen nicht bis Baumgarten transportieren und dort mit einem hohen Druck an das Verteilernetz übergeben muss. Die Kosteneinsparungen im Betrieb ergeben sich durch eine geringere erforderliche Verdichterleistung in den Verdichterstationen Rainbach, Kirchberg und gegebenenfalls in Baumgarten (VS GCA).

GCA 2016/02: Oberkappel-N4G Interkonnektor

Der Oberkappel-N4G Interkonnektor soll Oberkappel mit dem Net4Gas Netz in Tschechien verbinden.

AGGM geht davon aus, dass alle Kapazitätsverträge eingehalten werden, somit hat dieses Projekt keinen Einfluss auf das Verteilerggebiet.

GCA 2016/01 Baumgarten Brezlav Interconnector

Sowohl die Trasse, als auch der geplante Realisierungszeitpunkt des Projektes bieten keine zusätzliche Option für das Verteilernetz.

AGGM geht davon aus, dass alle Kapazitätsverträge eingehalten werden, somit hat dieses Projekt keinen Einfluss auf das Verteilerggebiet.

Alle TAG Projekte

Wie bereits in der LFP 2015 dargestellt, geht AGGM davon aus, dass an allen Abzweigpunkten aus der TAG in das Verteilerggebiet ein Druck von größer 50 barg sichergestellt ist.

Alle anderen GCA und TAG Projekte

AGGM geht davon aus, dass alle Kapazitätsverträge eingehalten werden, somit haben diese Projekte keinen Einfluss auf das Verteilerggebiet.

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan wurde gemeinsam mit der Langfristigen Planung am 29. Juni 2016 den Marktteilnehmern vorgestellt.

2.1.2.4 Netzentwicklungsplan Gas 2016 (Entwurf), Deutschland

Der Netzentwicklungsplan Gas wird jährlich (künftig alle zwei Jahre) von den deutschen Fernleitungsbetreibern auf Basis eines von der Bundesnetzagentur (BNetzA) bestätigten Szenariorahmens erstellt und ist mit 1. April des Planungsjahres ebendieser zu übermitteln.

Im Szenariorahmen ist die erwartete Entwicklung des deutschen Gasbedarfs in den Verbrauchssektoren für den Planungszeitraum dem prognostizierten Gasaufkommen, das sich aus der Inlandsförderung und Einspeisung Biogas zusammensetzt, gegenübergestellt.

Im Vergleich zum österreichischen Netzentwicklungsplan erfolgt keine Bedarfserhebung an den Grenzübergabepunkten, da für deutsche Fernleitungsnetzbetreiber keine Ausbauverpflichtung der eigenen Netze auf Basis grenzüberschreitender Kapazitätsbedarfe besteht. Eine Ausbauverpflichtung besteht für deutsche Fernleitungsnetzbetreiber lediglich für die Schaffung von Kapazitäten für neue und systemrelevante Gaskraftwerke und für neue Speicheranlagen.

Aufgrund der Auswirkungen der Kapazitätssituation in Überackern, Oberkappel und der an das Verteilernetz anzuschließenden Speicher Haidach und 7 Fields hat der Netzentwicklungsplan Deutschland Relevanz für das Marktgebiet Ost. Weiters ist auch die Entwicklung in den vorgelagerten Netzen zu den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg von Bedeutung.

AGGM nimmt daher am Konsultationsprozess für den deutschen Netzentwicklungsplan Gas teil, um allfällige Auswirkungen von Projekten im deutschen Fernleitungsnetz auf das österreichische Verteilernetz rechtzeitig zu erkennen und die österreichischen Interessen einzubringen. Im Zuge dessen wurde der (zusätzliche) Kapazitätsbedarf für das Marktgebiet Tirol, welcher schon in den TYNDP 2015 eingebracht wurde, auch in den Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016 aufgenommen und von der BNetzA bestätigt. Die zusätzliche FZK Kapazität für die Zone Kiefersfelden / Pfronten wird voraussichtlich 2020 zur Verfügung stehen.

2.1.3 Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen

Die energiepolitischen Zielsetzungen auf europäischer Ebene geben den Rahmen für die energiepolitischen Ziele und Maßnahmen auf österreichischer Ebene vor. Die im „Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung 2013 – 2018“ festgelegten Zielsetzungen wurden bei der Erstellung der Absatzprognose berücksichtigt. Es wurden die Ziele bei der Umsetzung der EU Energieeffizienzrichtlinie im „Minimal Szenario“ der Absatzprognose berücksichtigt (siehe auch Kapitel 2.2.1)

2.2 Datenmodell der Langfristigen Planung 2016

2.2.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt wann, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird und wird für die gesamte Planungsperiode von 2017 bis 2026 erstellt. Das Absatzmodell wird für alle drei Marktgebiete (Marktgebiet Ost, Marktgebiet Tirol und Marktgebiet Vorarlberg) getrennt erstellt, wobei für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg aufgrund der geringeren Komplexität nur des Baseline Szenario erstellt wurde.

Bevor im Anschluss die Beschreibung der Absatzszenarien erfolgt, werden zuvor noch die wichtigen Einflussfaktoren dafür beleuchtet.

2.2.1.1 Erstellung des Absatzmodells - Methode

Bei der Erstellung des Absatzmodells wird sowohl die maximal mögliche Stundenleistung als auch der Jahresabsatz ermittelt.

Die maximal mögliche Stundenleistung die im Verteilernetz auftreten kann, ist die Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur.

Die maximal mögliche Stundenleistung wird auf Basis der gemessenen historischen Netzbelastung je Netzbereich ermittelt (Quelle: Onlinemessungen und Clearingwerte), wobei diese auf Basis der An- und Abmeldungen von Endkunden aus dem Netzzugangsprozess, geografisch richtig zugeordnet, erhöht bzw. verringert wird. Unabhängig von der tatsächlich in Anspruch genommenen Stundenleistung werden die Kraftwerke mit Ihrer vertraglichen Anschlussleistung (Quelle: Erhebung ECA und Netzzugangsprozess) und die restlichen Großabnehmer mit ihrer maximalen Dauerbelastung (Quelle: Onlinemessungen) berücksichtigt. Die maximal möglichen Stundenleistungen je Netzbereich werden zeitgleich angenommen und zum Netzbetreibermaximum (NB_Max) aggregiert.

Die auf diese Weise ermittelte maximale mögliche Stundenleistung ist um ca. 7% höher als die tatsächlich gemessene maximale IST Stundenleistung.

Für die Ermittlung der maximal möglichen Stundenleistung für die Zukunft, werden die von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung übermittelten Einschätzungen der zukünftigen An- bzw. Abmeldungen je Verbrauchszentrum herangezogen.

Die Basis für die Ermittlung des Jahresabsatzes je Szenario (in der LFP 2016 ist das das Jahr 2017) bildet der Durchschnitt der Jahresabsätze der letzten drei Jahre. Im Maximal Szenario wird der Verbrauch der geplanten Kraftwerke hinzugerechnet. Im Minimal Szenario wird die volle Zielerreichung der Energieeffizienzrichtlinie unterstellt und eine jährliche Verringerung des Absatzes um 1,5% unterstellt. Eine Analyse der Entwicklung des SLP Kundensegmentes ist in Kapitel 2.2.1.4 dargestellt.

2.2.1.2 Berücksichtigte Anschlussleistung der Kraftwerke

Ein wesentlicher Faktor bei der Erstellung des Absatzmodells ist der Leistungsbedarf der gasbetriebenen Kraftwerke. In der Langfristigen Planung werden die bestehenden Kraftwerke mit ihrer gemäß Netzzugangsvertrag zugesagten maximalen Anschlussleistung berücksichtigt.

Die E-Control Austria hat im Frühjahr 2014 eine Erhebung der Netzzugangsverträge aller Kraftwerke in Österreich durchgeführt und auszugsweise AGGM für die Langfristige Planung zur Verfügung gestellt. Bei der Erhebung wurde unter anderem die aktuelle maximale Anschlussleistung abgefragt, welche in Tabelle 1 erste Spalte (Erhebung ECA) dargestellt ist.

Die Inhalte der Tabelle 1 wurde in der LFP 2016 etwas abgeändert. Aus Konsistenzgründen werden nur noch die Kraftwerke angeführt, die für die Stromproduktion herangezogen werden können. Reine Fernwärmekraftwerke werden nicht mehr gelistet. In dieser Tabelle werden die betriebseigenen Gasturbinen zur Stromproduktion ebenfalls nicht gelistet.

Die bis zum Stichtag 31.5.2016 eingetreten Veränderungen der Anschlussleistungen sind in Tabelle 1 dritte Spalte dargestellt.

Die in der Langfristigen Planung 2016 für die Jahre 2017 bis 2026 berücksichtigten Veränderungen der Kraftwerksleistungen ergeben sich aus zwei Quellen. Einerseits werden die von den Netzbetreibern im Rahmen der jährlichen Absatzdatenerhebung übermittelten zukünftigen Bedarfsveränderungen aufgenommen, wobei AGGM die Meldungen der Netzbetreiber unverändert übernimmt. Andererseits werden die in den Kapazitätserweiterungsverträgen vereinbarten Leistungszusagen berücksichtigt.

Die berücksichtigten Kraftwerksleistungen für die Jahre 2017 bis 2026 sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: In der LFP 2016 berücksichtigte Kraftwerksleistung

Die Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG].

Netzbetreiber	Standort	Erhebung ECA	LFP 2016												
		2014 Q1	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	
		[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	
		Quelle: Basis: Erhebung der ECA Frühjahr 2014; Kapazitätserweiterungsanträge Fragebögen Absatzermittlung der Netzbetreiber, Netzzugangsprozess													
Wiener Netze	KW_Donaustadt_Summe														
	KW_Simmering_Summe														
Netz Niederösterreich GmbH	KW_Korneuburg														
	KW_Theiß														
	KW_Dürnrohr														
Energienetze Steiermark	KW_Mellach_Kohle														
	KW_Warndorf_Ol														
	KW_Mellach_GuD														
Netz Oberösterreich GmbH	KW_Timelkam														
	FHKW_MITTE														
	KW_Riadlersbach														
Linz Gasnetz	FHKW_SÜD														
Salzburg Netz GmbH	FHKW_Salzburg														
Summe maximale Kraftwerksleistung															

Quelle: ECA, AGGM/NK, 2016

2.2.1.3 Abstimmung der Bedarfe der Kraftwerke mit dem Netzausbauplan Strom

Im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung 2016 wurde am 20.6.2016 ein Gespräch mit der Austrian Power Grid (APG), welche für die Erstellung des Netzentwicklungsplans für den Strombereich zuständig ist, geführt. Ziel war es, einen Informationsabgleich bezüglich der Neuerrichtung von Gaskraftwerken durchzuführen.

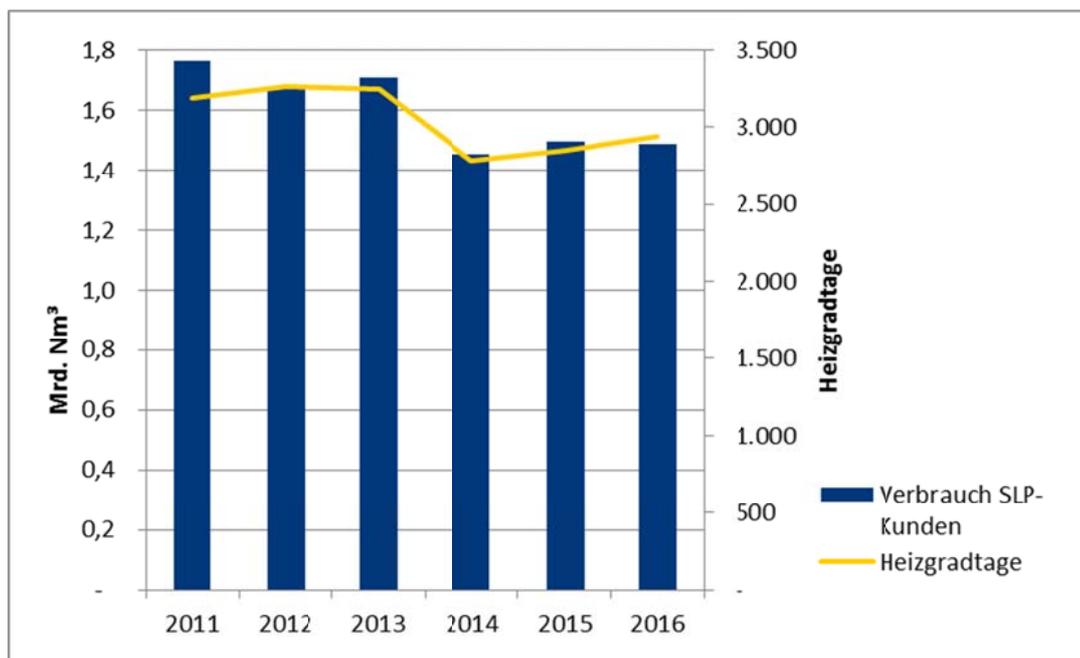
Sowohl im Masterplan 2030 der APG als auch im Netzentwicklungsplan 2016 werden keine neuen Gaskraftwerke in der Planung zugrunde gelegt. Demgegenüber steht ein hohes Ausbaupotential an Windkraftanlagen im Weinviertel und Burgenland und ein Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Westen von Österreich (siehe APG, Masterplan 2030, S.43).

2.2.1.4 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der Standardlastprofil Kunden

In einer eigenen Analyse wurde der Zusammenhang zwischen dem Verbrauch der SLP Kunden im Marktgebiet Ost und der Heizgradtage betrachtet.

In Diagramm 1 sind der absolute Absatz der SLP Kunden im Marktgebiet Ost und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2016 jeweils vom Oktober bis April dargestellt. Bei einer flüchtigen Betrachtung sticht der rückgängige Absatz der SLP Kunden ins Auge. Wird jedoch der Absatz der SLP Kunden linear zu den durchschnittlichen Heizgradtagen der Gasjahre 2011 bis 2016 normiert (siehe Diagramm 2), so ergibt sich ein anderes Bild. Es ist kein signifikanter kontinuierlicher Rückgang des Verbrauches feststellbar. Der Verbrauch schwankt annähernd auf demselben Niveau ohne dass ein eindeutiger Trend festgestellt werden kann.

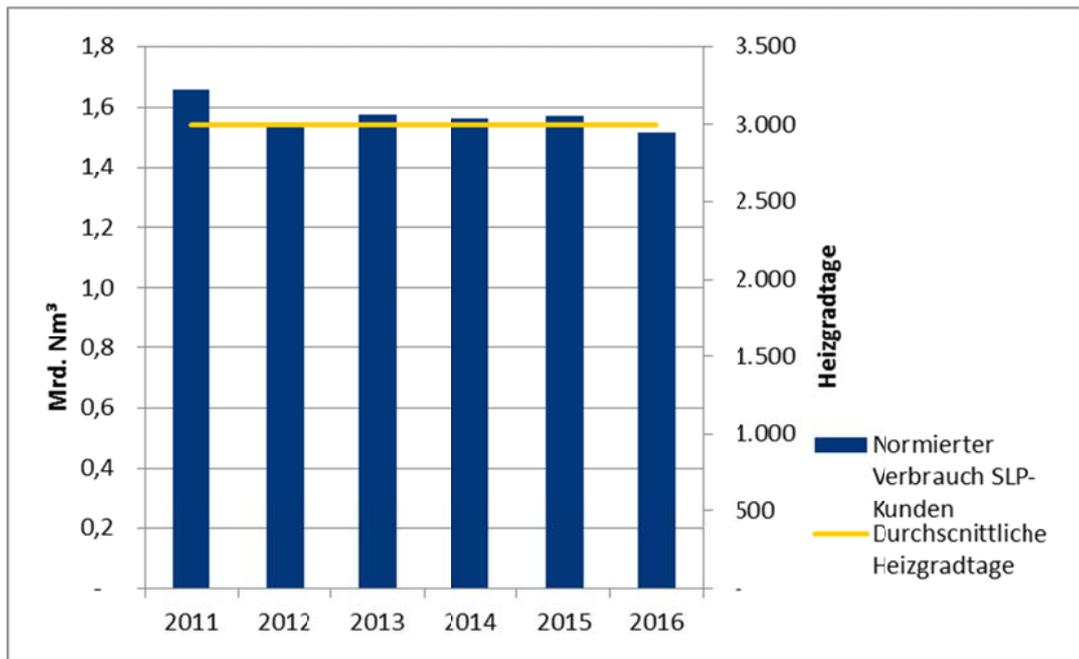
Diagramm 1: Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2016



Quelle: AGGM/NK, 2016

Die Erklärung zu Diagramm 1 ist trivial. In Jahren mit längeren und stärkeren Kälteperioden wird tendenziell mehr Heizgas benötigt als in Jahren mit einem wärmeren Winter. Aus Diagramm 2 kann der Schluss gezogen werden, dass es keine signifikante Nutzungsänderung der bestehenden SLP Kunden im Marktgebiet Ost gibt, selbst wenn im Gasjahr 2016 ein unterdurchschnittlicher Verbrauch festgestellt werden kann. Diese Erkenntnis wurde bei der Erstellung der Absatzprognose berücksichtigt.

Diagramm 2: Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2016

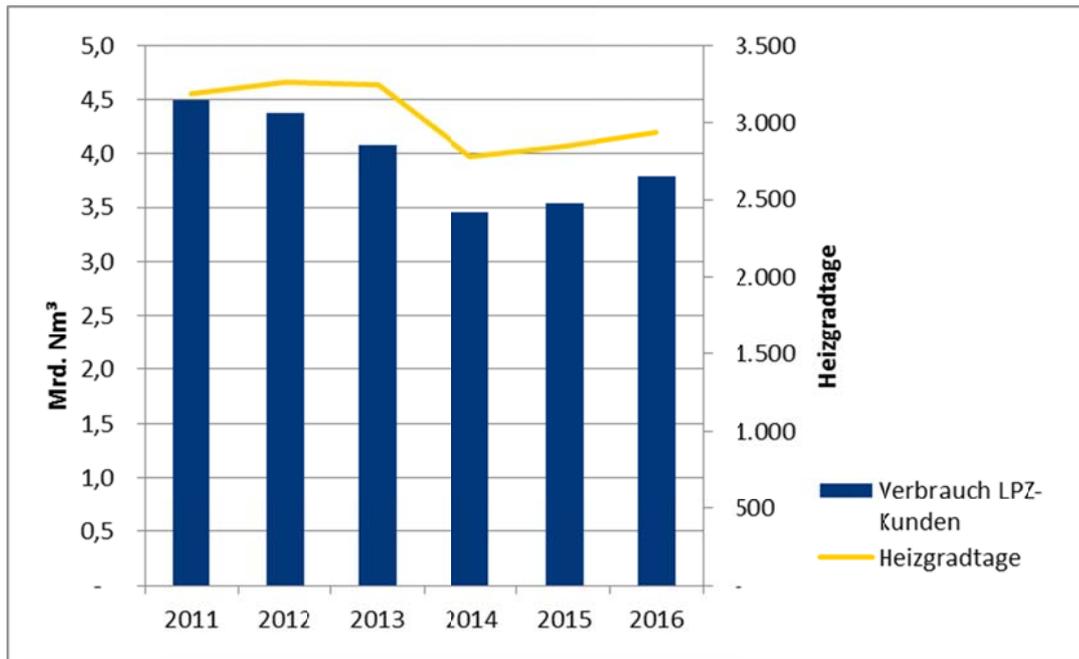


Quelle: AGGM/NK, 2016

2.2.1.5 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der lastprofilgemessenen Kunden

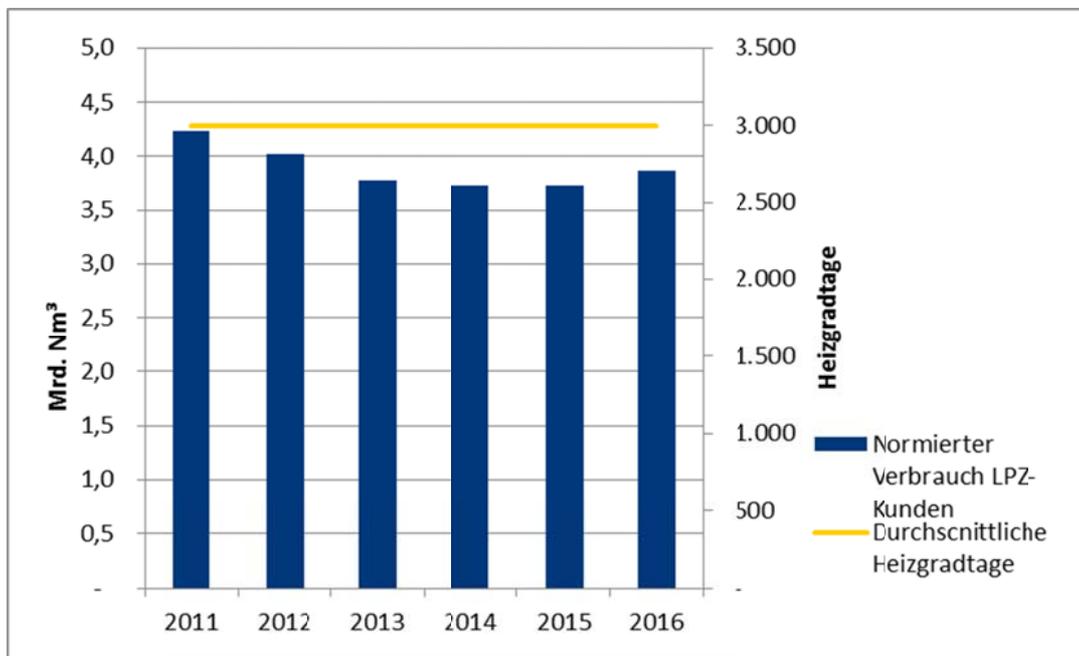
In Diagramm 3 sind der absolute Verbrauch und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2016 dargestellt. Auffallend ist die starke Reduktion des Gesamtabsatzes seit dem Jahr 2011. In Diagramm 4 sind die durchschnittlichen Heizgradtage und der angepasste Verbrauch der LPZ Kunden dargestellt. Ersichtlich ist, dass die LPZ Kunden deutlich weniger mit der Temperatur korrelieren als die SLP Kunden. Die starke Reduktion des Gasabsatzes der LPZ Kunden ist vor allem auf den wesentlich geringeren Gaskraftwerkeinsatz zurückzuführen, wobei im Gasjahr 2016 wieder ein etwas höherer Absatz der Gaskraftwerke zu verzeichnen ist (siehe auch Diagramm 10).

Diagramm 3: Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2016



Quelle: AGGM/NK, 2016

Diagramm 4: Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2016



Quelle: AGGM/NK, 2016

2.2.1.6 Definition der Absatzszenarien

Um einen besseren Überblick über die möglichen Absatz Entwicklungspfade zu erhalten werden wie in der Langfristigen Planung 2014 mehrere Absatzszenarien erstellt. Ein weiterer Grund ist die divergierende Einschätzung der Entwicklung der Gaskraftwerke, zumal die Gaskraftwerke das bei weitem höchste Absatzsteigerungspotential besitzen.

Es wurden drei Absatzszenarien entwickelt:

- ▶ Baseline Szenario
- ▶ Maximal Szenario
- ▶ Minimal Szenario

wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden miteinander kombiniert wurden. Siehe dazu auch Abbildung 1.

Abbildung 1: Darstellung der Absatzszenarien

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 5/2016	Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe
Entwicklung der sonstigen Endkunden	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen.	Baseline Szenario	Maximal Szenario
	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.	Minimal Szenario	

Quelle: AGGM/NK, 2016

Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Hier werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Stagnation auf Status Quo 5/2016“ unterstellt, dass im Planungszeitraum 2017 bis 2026 keine weiteren zusätzlichen Gaskraftwerke errichtet werden. Die Kraftwerksleistungen werden entsprechend den derzeit vorgehaltenen Leistungen angesetzt.
- „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“ berücksichtigt alle von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung bekanntgegebenen zusätzlichen Kraftwerksleistungen, obwohl die Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan Strom ergeben hat, dass bei der Stromproduktion keine zusätzlichen gasbetriebenen Gaskraftwerke berücksichtigt sind.

Entwicklung der sonstigen Endkunden

Unter sonstige Endkunden werden in diesem Zusammenhang alle Endkunden ohne Gaskraftwerksanlagen verstanden. Für die sonstigen Endkunden werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. In der Absatzprognose werden die von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen sowohl hinsichtlich des Leistungsbedarfs als auch hinsichtlich des Jahresverbrauchs berücksichtigt. Für die Bestandskunden wird sowohl bei der maximalen in Anspruch genommenen Leistung als auch beim Jahresverbrauch die Struktur des Jahres 2012 zugrunde gelegt. Das Jahr 2012 wurde deshalb gewählt, da in diesem Jahr der maximale historische Leistungsbedarf bei einem durchschnittlichen Jahresverbrauch aufgetreten ist.
- „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.“ In der Absatzprognose werden die von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen sowohl hinsichtlich des Leistungsbedarfs als auch hinsichtlich des Jahresverbrauchs berücksichtigt. Für die Bestandskunden wird sowohl bei der maximalen in Anspruch genommenen Leistung als auch beim Jahresverbrauch ein Rückgang im Ausmaß von 1,5% pa unterstellt. Der Rückgang von 1,5% pa entspricht der nationalen Zielvorgabe bei der Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie.

Baseline Szenario

Das Baseline Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 5/2016“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. Das Baseline Szenario stellt aus heutiger Sicht das wahrscheinlichste Absatzszenario dar.

Maximal Szenario

Das Maximal Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. In diesem Szenario werden alle von den Verteilernetzbetreibern gemeldeten Bedarfe berücksichtigt.

Minimal Szenario

Das Minimal Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 5/2016“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.“. Dieses Szenario berücksichtigt die vollständige nationale Zielerreichung aus der EU Energieeffizienzrichtlinie.

2.2.1.7 Absatzszenarien der LFP 2016, maximal mögliche Stundenleistung und Jahresabsatz Marktgebiet Ost

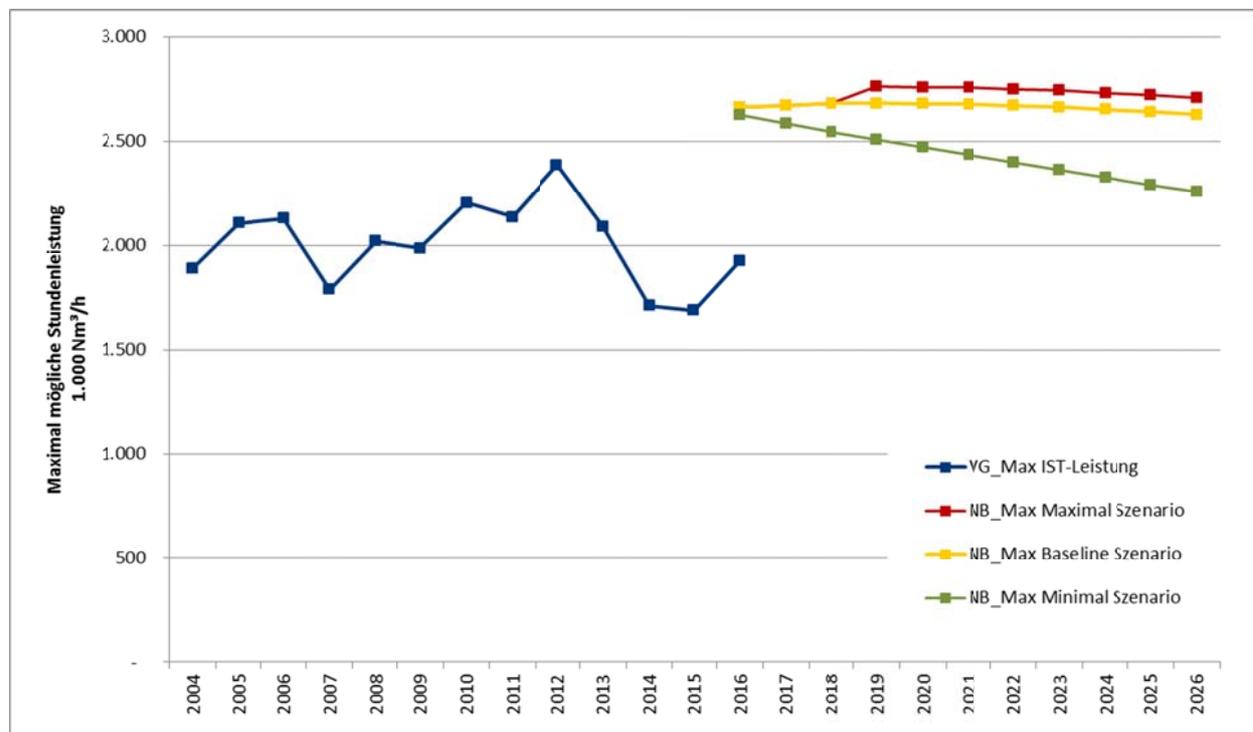
Jedes der drei Absatzszenarien wird einerseits mit der maximal möglichen Stundenleistung als auch mit dem zu erwartenden Jahresabsatz (bei einem Winter mit ca. 3000 Heizgradtagen) beschrieben. Die maximal mögliche Stundenleistung wird als Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur herangezogen. D.h. die Infrastruktur muss so ausgelegt sein, dass die maximal mögliche Stundenleistung sicher transportiert werden kann.

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergebiet Ost in der Höhe von 2.386 kNm³/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. In den Jahren danach waren keine derart hohen Absätze zu verzeichnen. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 2016 herangezogen.

In Diagramm 5 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2003 bis 2026 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

Die in Diagramm 5 dargestellte IST Leistung und die zukünftige maximal mögliche Stundenleistung beruhen auf unterschiedlichen methodischen Betrachtungen. Die im Diagramm dargestellte IST Leistung ist der historische gemessene gleichzeitige Gasabsatz im Verteilergebiet (VG_MAX). Bei der zukünftigen maximal möglichen Stundenleistung wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt (NB_MAX).

Diagramm 5: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM/NK, 2016

Der Unterschied zwischen dem IST VG_MAX und NB_MAX beträgt ca. 7 %, wobei zu beobachten ist, dass die Absatz-Maxima der einzelnen Netzbereiche nur wenige Stunden nacheinander auftreten.

Für die hydraulischen Berechnungen zur Netzauslegung über das gesamte Verteilernetz wird der NB_MAX Wert der maximal möglichen Stundenleistung herangezogen.

In der LFP 2016 liegt die maximale mögliche Stundenleistung im Maximalszenario näher am Baselineszenario. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der LFP 2016 im Maximalszenario nur noch ein zusätzliches Gaskraftwerk berücksichtigt wird.

In Summe gehen die Netzbetreiber von einer geringfügig sinkenden maximal möglichen Stundenleistung in den nächsten 10 Jahren aus.

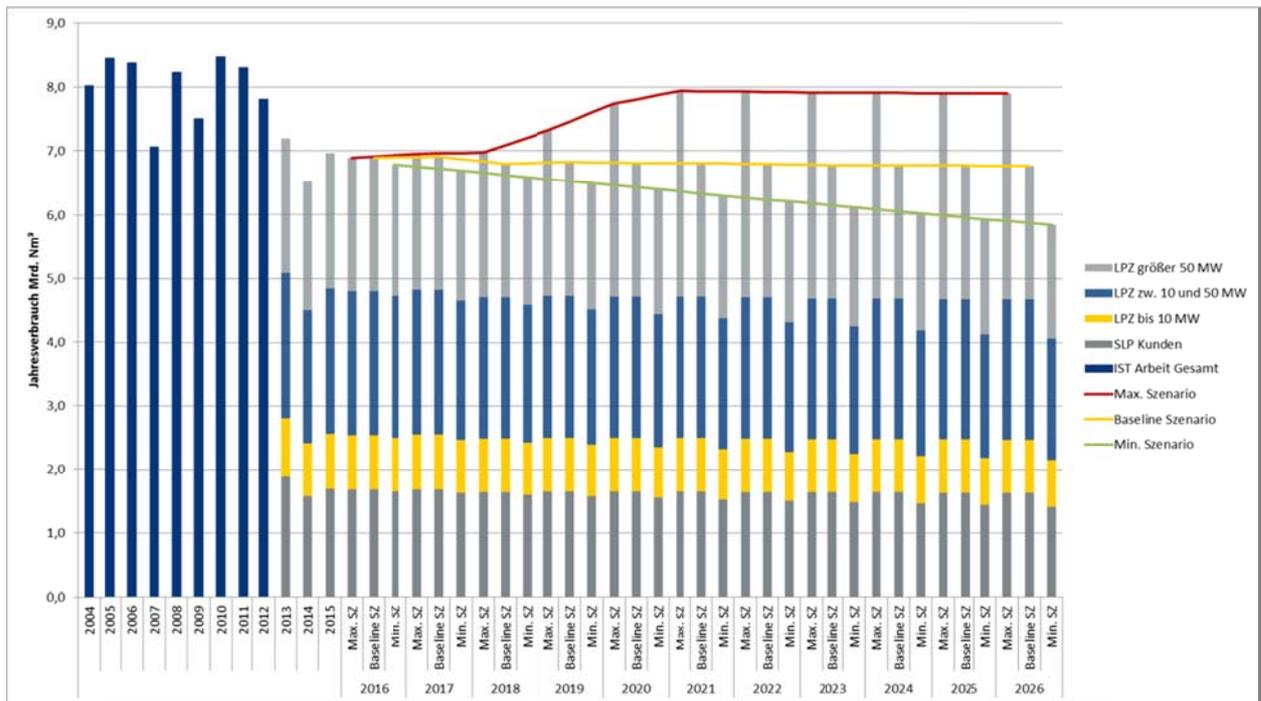
In Diagramm 6 ist der IST Jahresverbrauch (Arbeit) und die Entwicklung des Jahresverbrauches für die drei definierten Szenarien im Vergleich dargestellt, wobei die Entwicklung des Jahresverbrauches in 4 Kundensegmente unterteilt ist. Die Linien (rot, gelb, grün) im Hintergrund des Diagramms zeigen die Entwicklungspfade der drei definierten Absatzszenarien. Als Ausgangsbasis für den Jahresverbrauch wird der Durchschnitt des Jahresverbrauches der letzten drei Jahre herangezogen. Die Ausgangsbasis hat sich gegenüber der LFP 2015 etwas verringert, da die höheren Absätze des Jahres 2012 nicht mehr berücksichtigt wurden.

Im Baseline Szenario wird der Jahresverbrauch in etwa gleich bleiben. Im Maximal Szenario wird der Jahresverbrauch steigen, wohingegen im Minimalszenario der Jahresverbrauch sinken wird.

Um die Übersicht zu wahren ist im Diagramm 7 bis Diagramm 9 der IST Jahresverbrauch und die Prognose des Jahresverbrauches je Szenario separat dargestellt.

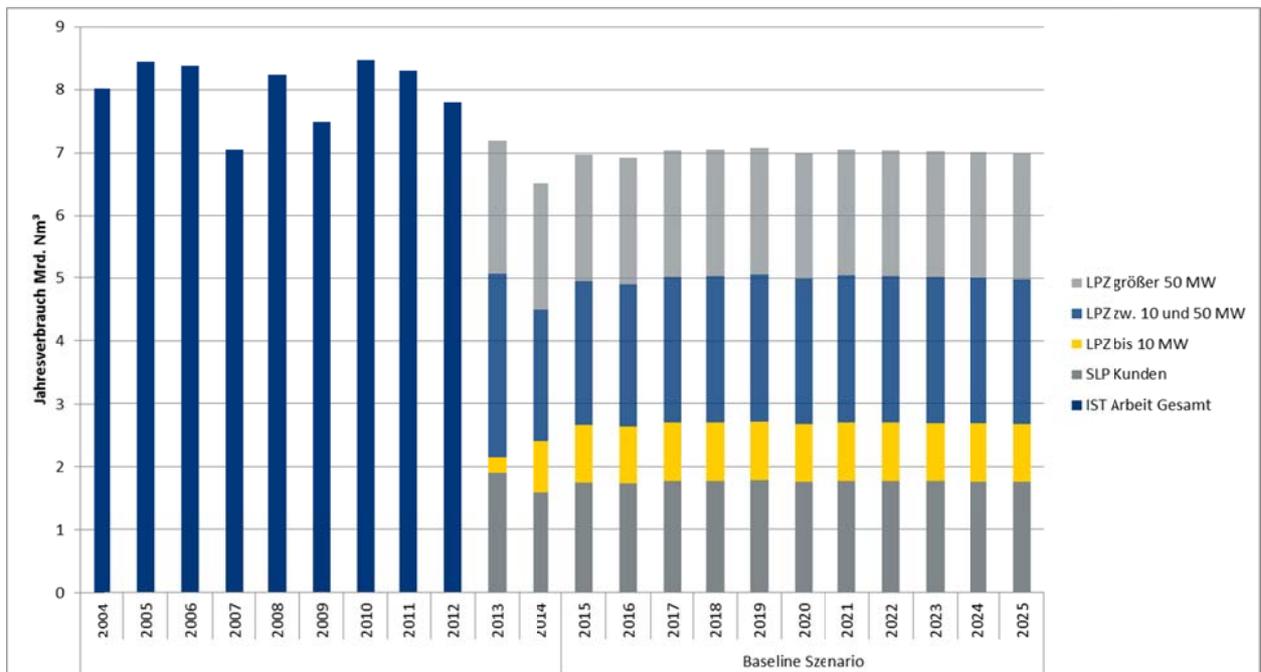
Im Diagramm 10 ist der IST Jahresverbrauch und die Prognose der Jahresverbrauches separat für die Kraftwerke für die drei Szenarien im Vergleich dargestellt.

Diagramm 6: Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



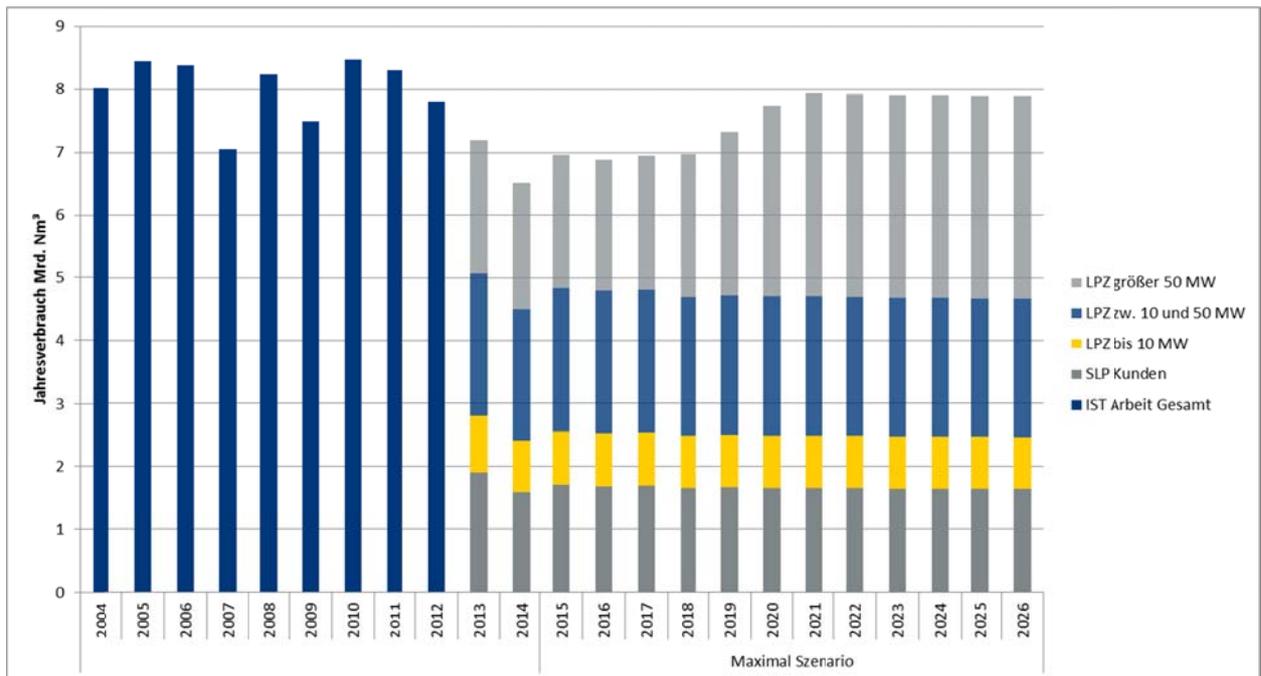
Quelle: AGGM/NK, 2016

Diagramm 7: Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



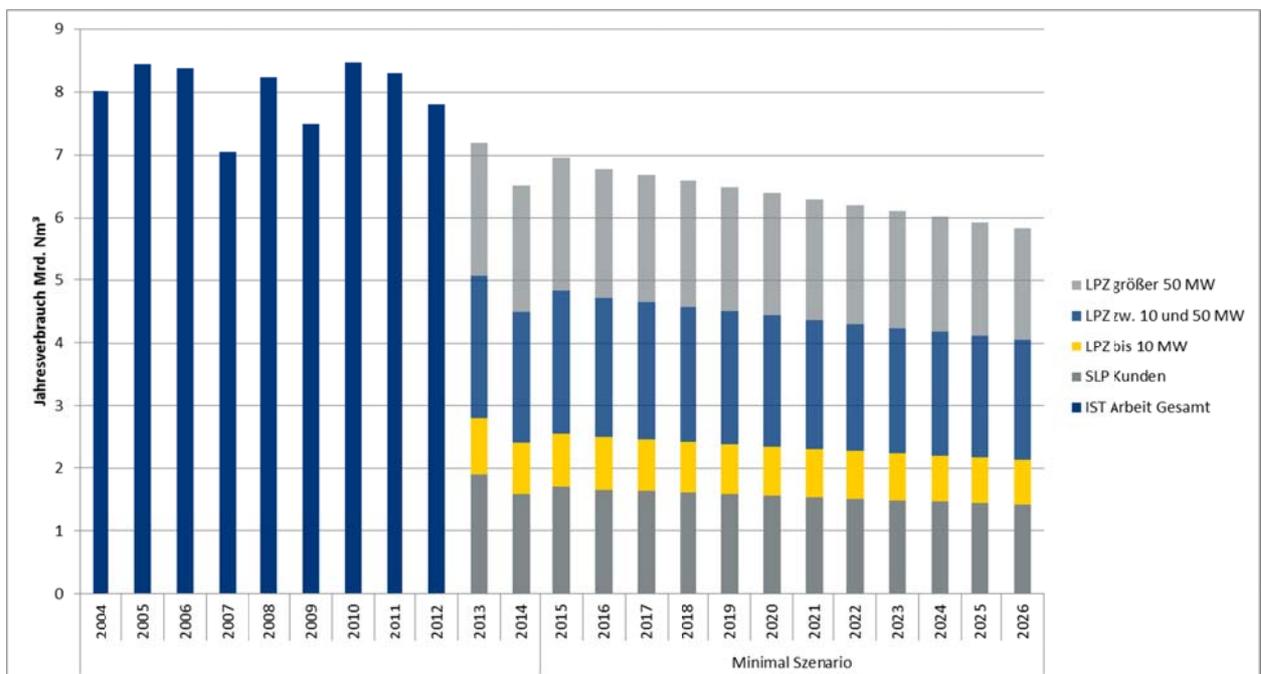
Quelle: AGGM/NK, 2016

Diagramm 8: Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



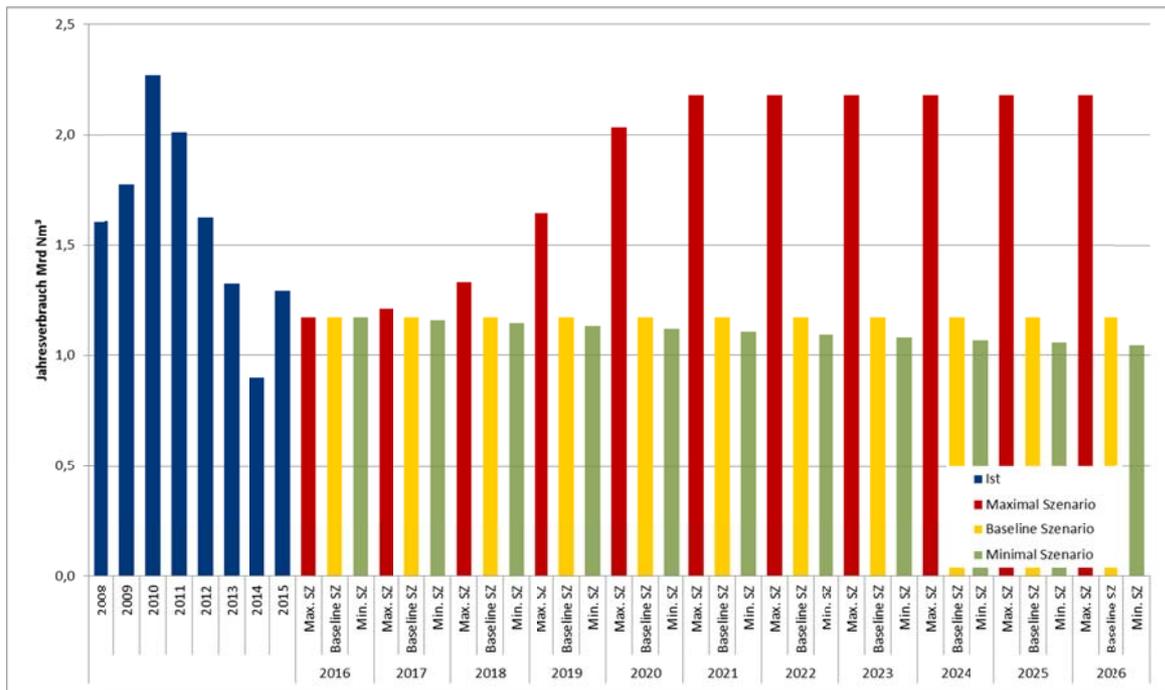
Quelle: AGGM/NK, 2016

Diagramm 9: Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM/NK, 2016

Diagramm 10: Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM/NK, 2016

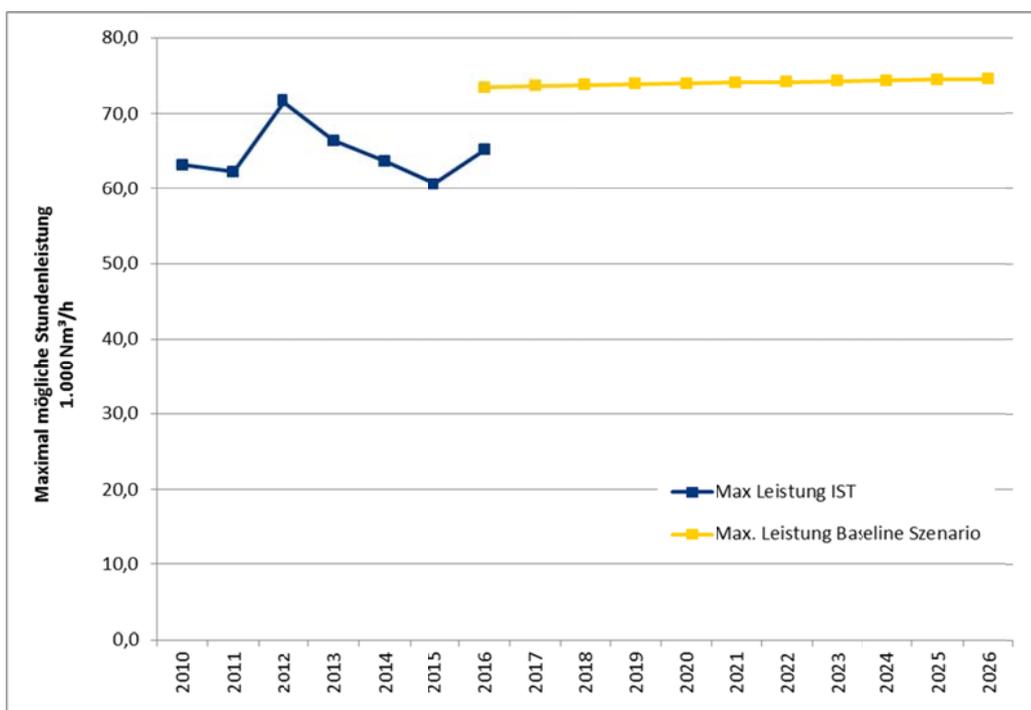
Marktgebiet Vorarlberg

Im Februar 2012 wurde der höchste Endkundenabsatz im Marktgebiet Vorarlberg in der Höhe von ca. 72.000 Nm³/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist auf die langanhaltende Kälteperiode zurückzuführen. In den folgenden Wintern war der Endkundenabsatz temperaturbedingt niedriger, wobei im letzten Winter wieder eine höhere Stundenleistung zu verzeichnen war. Als Basis für die Absatzprognose der LFP 2016 wird der maximale historische Absatz aus dem Februar 2012 erhöht durch den Saldo der zusätzlichen An- und Abmeldungen unter Beachtung der Gleichzeitigkeit herangezogen.

Die von den Netzbetreibern angegebenen Leistungsveränderungen für die Jahre 2016 bis 2026 gehen von einer leichten kontinuierlichen Steigerung der Anschlussleistung aus, wobei die absoluten Steigerungen bis 2019 höher sind als in den darauffolgenden Jahren. Die maximal mögliche Stundenleistung für das Marktgebiet Vorarlberg im Baseline Szenario ist in Diagramm 11 dargestellt.

Die hier dargestellte Absatzprognose gibt einen guten Überblick über die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung in Vorarlberg. Aus der maximal möglichen Stundenleistung darf jedoch nicht direkt auf die erforderliche Einspeisekapazität in das Marktgebiet Vorarlberg geschlossen werden. Obwohl das Linepack des Vorarlberger Leitungsnetzes relativ gering ist, ist der ausgleichende Effekt ausreichend um mit einer geringeren Kapazität Vorarlberg sicher versorgen zu können. Siehe dazu auch Kapitel 4.5.

Diagramm 11: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg



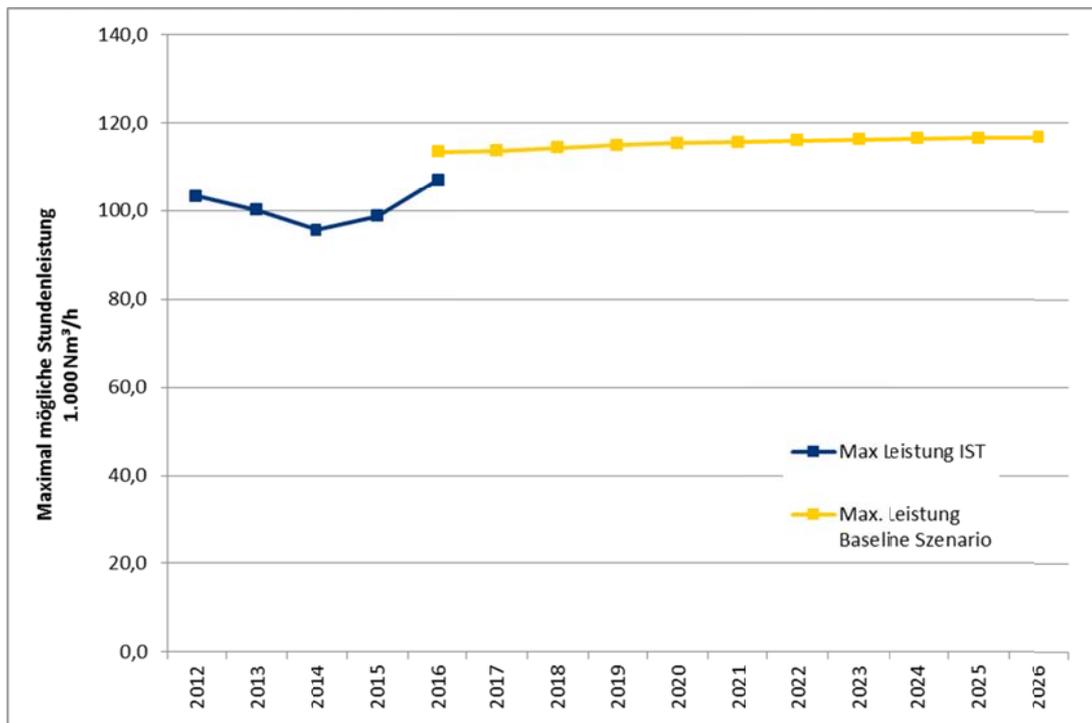
Quelle: AGGM/NK, 2016

Marktgebiet Tirol

Das Marktgebiet Tirol zeigt die höchste Absatzdynamik in Österreich. In Tirol findet noch eine Flächenerschließung statt.

Der maximale historische Stundenabsatz mit ca. 107.000 Nm³/h wurde in Tirol im Jänner 2016 gemessen. Auch der maximale Tagesabsatz war im Jänner 2016 in Tirol zu verzeichnen. Im Zeitraum Februar 2012 bis September 2015 ist ein Saldo von Anmeldungen abzüglich Abmeldungen in der Größenordnung von 380.000 kWh/h (ca. 34.000 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2017 bis 2026 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Diagramm 12: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol



Quelle: AGGM/NK, 2016

Die zukünftige maximal mögliche Stundenleistung für das Marktgebiet Tirol ist in Diagramm 12 dargestellt. Aufgrund der kalten Temperaturen im Jänner 2016 konnte die im Baselineszenario zugrunde gelegte maximal mögliche Stundenleistung mit dem Saldo der An- und Abmeldungen der letzten Jahre kalibriert werden. Das Resultat ist, dass die maximal mögliche Stundenleistung, die im Baseline Szenario zugrunde gelegt wird, im Vergleich zur LFP 2015 etwas zurückgenommen wurde.

Die Konsequenzen aus den steigenden Absatzdaten sind in Kapitel 4.4 dargestellt.

2.2.2 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz

2.2.2.1 Virtuelle Übergabepunkte Fernleitung → Verteilerleitung

Kapazitätsvertrag WAG

Im Zuge der Überführung der Punkt-zu-Punkt Verträge in das Entry-Exit System wurden die alten Punkt-zu-Punkt Verträge in dynamisch zuordenbare Kapazitäten übergeführt. Durch die Kombination von dynamisch zuordenbaren Kapazitäten von Baumgarten Richtung Oberkappel und von Oberkappel Richtung Baumgarten ergeben sich an den einzelnen Ausspeisepunkten (quasi) gesicherte und (quasi) unterbrechbare Kapazitäten. In Summe steht dem Verteilergebiet eine Kapazität von 7.014.292 kWh/h DZK zur Verfügung, davon sind 2.323.346 kWh/h (quasi) gesicherte und 4.690.946 kWh/h (quasi) unterbrechbare Kapazität.

Kapazitätsvertrag TAG

Der Kapazitätsvertrag mit der TAG umfasst eine Entry-Kapazität von in Summe 4.034.549 kWh/h FZK, wobei Kapazitätslimits pro Kompressorsektion und pro Abzweigpunkt festgelegt sind.

Kapazitätsvertrag GCA

Bei der GCA wurden sowohl Entry als auch Exit-Kapazitäten kontrahiert. Die Entry-Kapazität (Fernleitung → Verteilergebiet) beträgt 21.422.795 kWh/h FZK. Die Exit-Kapazität (Verteilergebiet → Fernleitung) beträgt 4.028.400 kWh/h FZK.

Kapazitätsvertrag terranets bw

Die AGGM hat im Zuge der Marktmodellumstellung die bestehenden Kapazitätsverträge mit der terranets bw übernommen. Im Zeitraum vom 1.10.2016 bis 30.9.2025 steht eine Kapazität von 710.450 kWh/h FZK zur Verfügung. Die zusätzlich erforderliche Kapazität wird im regulären Beschaffungsprozess kontrahiert, wobei die Quartale Q4/2016 und Q1/2017 bereits kontrahiert wurden. Siehe dazu Kapitel 4.5. Auf Grund der ab 1.10.2016 geänderten Situation betreffend die Durchleitung für Liechtenstein und die Ostschweiz wird im Zuge des Beschaffungsprozesses die erforderliche Kapazität für die zu übergebenden Gasmengen in Ruggell mit beschafft.

Kapazitätsvertrag bayernnets

Bayernets bietet für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK an.

AGGM wird für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine strukturierte Jahresbuchung für das Gasjahr 2017 durchführen. In den Sommermonaten (Juni, Juli, August) wird eine Kapazität von 450.000 kWh/h FZK gebucht. In den Wintermonaten wird eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK gebucht. In den Monaten Mai und September wird eine Kapazität von 560.000 kWh/h FZK gebucht. In den Monaten Oktober und April wird eine Kapazität von 840.000 kWh/h FZK gebucht. Die in den Wintermonaten zusätzlich erforderliche Kapazität, über 965.039 kWh/h FZK hinaus, wird in Form von Übernominierungen beschafft. Siehe dazu Kapitel 4.6.

2.2.2.2 Speicher

In Österreich sind derzeit 4 Speicherunternehmen tätig (OMV Gas Storage GmbH, RAG Energy Storage GmbH, Wiener Erdgasspeicher GmbH, Uniper Energy Storage Austria), die Kapazitätsbuchungen vorgenommen haben. Weitere 2 Speicherunternehmen (astora, GSA LLC) hatten in den Vorjahren Kapazitätserweiterungsanträge gestellt, die zur Verfügung stehende

Kapazität jedoch nicht kontrahiert. Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge von Speicherunternehmen vor.

Die vorgenommenen Jahresbestellungen sind in Tabelle 2 im Detail dargestellt. Derzeit sind 23.388.513 kWh/h Standardkapazität Entry, 15.533.035 kWh/h Standardkapazität Exit, 555.900 kWh/h unterbrechbare Kapazität Entry und 2.851.900 kWh/h unterbrechbare Kapazität Exit gebucht. Die Entry Standardkapazität wurde im Vergleich zum Vorjahr (Stichtag 1.4.2015) um 800.000 kWh/h - das sind ca. 3% der Gesamtkapazität - verringert.

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2016 wurde für das Jahr 2018 in Summe ein zusätzlicher Entry Bedarf von ca. 2.918.250 kWh/h Standardkapazität und ein zusätzlicher Exit Bedarf von 4.548.050 kWh/h Standardkapazität gemeldet. Die Standardkapazität Entry Bedarfe können durch die derzeit frei verfügbare Kapazität und andererseits durch die zusätzliche Kapazität gedeckt werden, die durch die Umsetzung der Projekte 2012/2, 2012/3 und 2012/5 geschaffen wird. Die Standardkapazität Exit Kapazität kann ca. zur Hälfte durch die derzeit frei verfügbare Kapazität gedeckt werden. Die darüber hinaus in der Datenerhebung gemeldete Kapazität kann derzeit nicht abgedeckt werden. Derzeit liegen diesbezüglich keine Kapazitätserweiterungsanträge vor.

Tabelle 2: Speichieranlagen, gebuchte Kapazität, Stand 1.5.2016

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Speicher					Kapazität			
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC	EIC-Alias	SK Entry kWh/h	UK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	UK Exit kWh/h
gebuchte Kapazität 2016 (Stand 1.5.2016)								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPHAN-OMV-G	SPHAN-OOFG-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAG-A	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAG/I	SPFAH-OOFG-FAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-4	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-2	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe								
gebuchte Kapazität 2015 (Stand 1.4.2015)								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPHAN-OMV-G	SPHAN-OOFG-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAG-A	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAG/I	SPFAH-OOFG-FAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-4	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-2	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe								
absolute Veränderung 2016 zu 2015								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPHAN-OMV-G	SPHAN-OOFG-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAG-A	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAG/I	SPFAH-OOFG-FAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-4	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-2	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe								
relative Veränderung zu 2015								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z	SPNO-PVS-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPHAN-OMV-G	SPHAN-OOFG-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAG-A	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAG/I	SPFAH-OOFG-FAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-4	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-2	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe								

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM/NK, 2016

2.2.2.3 Inlandsproduktion

In Österreich sind 2 Produktionsunternehmen tätig. Die OMV E&P Austria und die RAG AG. Die Summe der Kapazitätsbuchungen der Produktionsanlagen beträgt 1.564.539 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 3). Das ist um 152.609 kWh/h Standardkapazität weniger als im Vorjahr (Stichtag 1.4.2015). Die Reduktion beträgt ca. 9%.

Tabelle 3: Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.5.2016

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Produktion					Kapazität			
Ort	NB	Netzzugangs-berechtigter	EIC	EIC-Alias	gebuchte Kapazität 2016 (Stand 1.5.2016)	gebuchte Kapazität 2015 (Stand 1.4.2015)	absolute Veränderung 2016 zu 2015	relative Veränderung zu 2015
					SK Entry kWh/h	SK Entry kWh/h	SK Entry kWh/h	%
virt. Summe	Gas Connect Austria	PSO OMV	25W-PRODNO-OMV-5	PRODNO-PVS-OMV				
virt. Summe	Netz Niederösterreich	PSO OMV	AGGM-PRODEYN-OMV	PRODNO-EVN-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	PSO RAG	AGGM-PRODPJC-RAG	PRODPJC-OOFG-RAG				
Fried/Aig/Haid	Netz Oberösterreich	PSO RAG	AGGM-PRODFAH-RAG	PRODFAH-OOFG-RAG				
virt. Sonst	Netz Oberösterreich	PSO RAG	25W-PRODOC-RAG-1	PRODOC-OOFG-RAG				
virt. Summe	Salzburg Netz	PSO RAG	25W-PRODSBG-RAGE	PRODSBG-SAG-RAG				
virt. Summe	Netz Niederösterreich	PSO RAG	25W-PRODNO-RAG-9	PRODNO-EVN-RAG				
Summe								

Quelle: AGGM/NK, 2016

Durch die hohe Priorisierung der Inlandsproduktion bei der Vergabe der Kapazitäten gemäß dem von der ECA genehmigten Berechnungsschema entspricht der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität der nominalen Standardkapazität, somit steht der Inlandsproduktion die gebuchte Standardkapazität uneingeschränkt zur Verfügung. Eine Ausnahme stellt die gebuchte Standardkapazität im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH dar. Der Mindestabsatz im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH ist zeitweise geringer als die gebuchte Einspeisekapazität für Produktionsanlagen, wodurch auch hier ein dynamisch fester Anteil für die gebuchte Standardkapazität errechnet und dem Produktionsunternehmen übermittelt wurde.

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2016 hat die Die OMV E&P Austria einen Rückgang der benötigten Einspeisekapazität bekannt gegeben. [REDACTED] [BGG].

Auch die RAG AG hat für die Zukunft einen geringeren Kapazitätsbedarf für die Inlandsproduktion angekündigt. [REDACTED] [BGG].

2.2.2.4 Biogasproduktion

Derzeit sind in Österreich 14 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Die Summe der Kapazitätsbuchung beträgt 33.735 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 4).

Durch die hohe Priorisierung der Biogasanlagen bei der Vergabe der Kapazitäten gemäß dem von der ECA genehmigten Berechnungsschema entspricht der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität der nominalen Standardkapazität, somit steht den Biogasanlagen die gebuchte Standardkapazität uneingeschränkt zur Verfügung.

Tabelle 4: Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.5.2016

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Biogas				Kapazität			
Ort	NB	EIC	EIC-Alias	gebuchte Kapazität 2016 (Stand 1.5.2016) SK Entry kWh/h	gebuchte Kapazität 2015 (Stand 1.4.2015) SK Entry kWh/h	absolute Veränderung 2016 zu 2015 SK Entry kWh/h	relative Veränderung zu 2015 %
Asten	Linz Gas Netz	25W-BIO-ASTEN--T	BIO-ASTEN-OOFG				
Bruck / Leitha	Netz Niederösterreich	25W-BIO-BRUCK--7	BIO-BRUCK-EVW				
Engerwitzdorf	Netz Oberösterreich	25W-BIO-ENGERW-W	BIO-ENGERW-OOFG				
Salzburg Bio	Salzburg Netz	25W-BIO-EUGEND-J	BIO-EUGEND-SAG				
Steindorf	Salzburg Netz	25W-BIO-STEIND-H	BIO-STEIND-SAG				
Wr. Neus:adt	Netz Niederösterreich	25W-BIO-WRNEUSTH	BIO-WRNEUST-EVN				
Lustenau	VEN	13W-BIO-LUSTEN-G	BIO-LUSTENAU-VNE				
St. Margarethen	Netz Niederösterreich	25W-BIO-MARG---9	BIO-MARG-EVN				
Schlitters	TIGAS	13W-BIO-SCHLIT-A	BIO-SCHLITTE-TIG				
Bio Wien	Wiener Netze	25W-BIO-WIEN---R	BIO-WIEN-WEG				
Leoben	STW Leoben	25W-BIO-LEOB---W	BIO-LEOB-GSG				
Zell am See	Salzburg Netz	25W-BIO-ZELLSEEU	BIO-ZELL-SAG				
Strass	TIGAS	1 3W-BIO-STRASS-Y	BIO-STRASS-TIG				
Strass	Energienetze Steiermark	25W-BIO-STRASS-P	BIO-STRASS-NGS				
Summe							

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM/NK, 2016

Geeignete Standorte für Biogasanlagen befinden sich vorzugsweise entlang der Verteilerleitungen der Ebene 2 und Ebene 3 über die Endkunden versorgt werden, deren ganzjährige Mindestabnahme größer ist als die maximale Einspeisekapazität der Biogasanlage.

2.2.2.5 Grenzübergabepunkte („kleiner Grenzverkehr“)

An den Grenzübergabepunkten Laa und Freilassing sind derzeit keine Kapazitäten gebucht.

Seit der Implementierung von DIANE (Differenzmengenabwicklung Netzinseln) ist an den Netzinseln Simbach, Schärding, Ach und Laufen keine Kapazitätsbuchung mehr seitens der Marktteilnehmer erforderlich. Mit dieser Maßnahme wird der freie Versorgerwechsel auch innerhalb dieser Netzinseln ermöglicht.

2.3 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2015

In Tabelle 5 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2015 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 5: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2015

<i>Nr.</i>	<i>Projekt</i>	<i>Projektträger</i>	<i>geplante Fertigstellung</i>	<i>Status</i>
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	in Umsetzung
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	Umsetzungsdauer 18 Monate	in Umsetzung
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	Netz Oberösterreich	Umsetzungsdauer 18 (30) Monate	in Umsetzung
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA	12/2015	in Umsetzung
2014/1	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaptierung Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz Niederösterreich	12/2018	in Umsetzung

Quelle: AGGM/NK/2016

Die Inhalte des Monitorings wurden

- bei Projekten, für die ein Netzausbauvertrag abgeschlossen wurde, aus den Fortschrittsberichten entnommen. Die umsetzenden Netzbetreiber übermitteln quartalsweise einen Fortschrittsbericht, in dem der Umsetzungsstatus dargestellt wird.
- bei Projekten, für die kein Netzausbauvertrag abgeschlossen wurde, aus Informationen auf Grund von Anfragen bei den Netzbetreibern ermittelt.

Projekt 2012/2: Reverseflow Auersthal

Das Projekt Reverse Flow Auersthal ist derzeit in Umsetzung. Bisher wurden folgende Tätigkeiten durchgeführt: Bestandserhebung; Überprüfung der Rahmenbedingungen und Anforderungen; Definition, Ausarbeitung und Auswahl von technischen Alternativen. Derzeit werden die Anfrageunterlagen für das Engineering der Machbarkeitsstudie erstellt. Als nächste Schritte erfolgen die Abstimmung mit dem nachgelagerten Netzbetreiber Netz Niederösterreich und die Durchführung der Studie.

Der Termin für die Projektfertigstellung mit September 2017 wird wie geplant angestrebt. Derzeit ist das Projekt im Zeitplan. Die derzeit geplanten Projektkosten werden entsprechend der aktuellen Projektphase eingehalten.

Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten

In der LFP 2015 wurde das Projekt ohne Ausbauschwelle genehmigt. Das Projekt Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten ist derzeit in der Select Phase. Hauptaufgabe der Select Phase ist die Ausarbeitung technischer Varianten. In Vorstudien werden die möglichen Alternativen hinsichtlich Terminen, Kosten, Wirtschaftlichkeit, technischem Design, etc. ausgearbeitet.

Aufgrund des Zusammenziehens von mehreren Umsetzungsprojekten in Baumgarten, wurde für das Projekt ein Zeitverzug von 12 Monaten mitgeteilt. Die Fertigstellung des Projektes wird aus derzeitiger Sicht voraussichtlich 9/2018 erfolgen.

AGGM hält jedoch fest, dass die Deckung des Bedarfs an zusätzlicher Kapazität bereits im September 2017 erforderlich ist.

Projekt 2012/5: Druckanhebung Oberösterreich

Das Projekt 2012/5 Druckanhebung Oberösterreich wurde unter der Bedingung genehmigt, dass seitens des Speicherbetreibers RAG eine verbindliche Zusage über den Ausbau seiner Speicheranlage vorliegt, damit bis zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Projektes 2012/5 Ausbauschnitt 1 ein Druck von 70 barg bereitgestellt werden kann. RAG hat dies in einem Brief vom 15.12.2015 bestätigt. Am 17.2.2016 erfolgte ein Abstimmungsgespräch zwischen Netz OÖ, allen betroffenen Speicherunternehmen und AGGM.

Ein Netzausbaupertrag zur Umsetzung des Projektes wurde zwischen Netz OÖ und AGGM unterzeichnet. Die Fertigstellung des 1. Ausbauschnittes (sicherheitstechnische Einrichtungen) wurde mit 10/2017 vereinbart. Die Fertigstellung des 2. Ausbauschnittes (Adaptierung der Vorwärmeeinrichtungen) wurde mit 11/2018 vereinbart. In Summe wurden 24 Einzelbaumaßnahmen definiert und die Umsetzungszeitpunkte festgelegt.

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Das Engineering bzw. Detailplanung der jeweiligen Maßnahmen wurde abgeschlossen. Die behördlichen Einreichungen (GWG, Wasser- und Naturschutz, etc.) wurden für die ersten Baumaßnahmen eingeleitet. Der Beschaffungsprozess für Druckbehälter, Sicherheitseinrichtungen, Rohr- und Tiefbauaufträge wurde eingeleitet und ist kurz vor der Vergabeentscheidung.

Das Projekt befindet sich im Zeitplan.

Projekt 2013/1: Adaptierung Station St. Margarethen

Das Projekt wurde im Q1/2016 fertiggestellt. Die Kapazität steht im vollen Umfang zur Verfügung. Die Station St. Margarethen ist so ausgelegt, dass auf Sicht alle Endkunden sicher versorgt werden können.

Projekt 2014/1: Leitungssegment: Velm – Mannersdorf und Adaptierung Übergabestation Wilfleinsdorf

Bis dato wurden die Trassenpläne in Parzellengenauigkeit erstellt und etwa 4 km Wegerecht eingekauft. Die erhobenen Einbauten wurden ebenso wie der Naturstand in die Planunterlagen eingearbeitet.

Im Trassenverlauf wurden Bodenschürfe angefertigt und geologisch interpretiert. Das geologische Gutachten ist Grundlage für die Ausschreibung und der damit erforderlichen Baumethode und Wasserhaltung.

Mit der naturschutzrechtlichen Sachverständigen wurde eine vor Ort Begehung durchgeführt. Die Einreichung sollen nach Zusammentragen sämtlicher Fakten im Herbst 2016 durchgeführt werden, sodass sämtliche Bescheide mit Baustart Mai 2017 vorliegen.

Aus heutiger Sicht kann der geplante Endtermin mit 12/2018 eingehalten werden. Hinsichtlich der Einhaltung der Investitionskosten kann derzeit noch keine Aussage getroffen werden. Netz Niederösterreich geht jedoch bei den üblichen Rahmenbedingungen wie Boden- und Grundwasserverhältnisse, Behördenvorschreibungen, etc. von einer Einhaltung der geschätzten Gesteigungskosten aus.

2.4 Leitungsnetz Stand 5/2016

Im Anhang 3 ist eine schematische Karte der Ebene 1 Anlagen der Verteilernetze mit dem Stand 5/2016 dargestellt, in der die Netzkoppelungspunkte zu den vorgelagerten österreichischen und deutschen Fernleitungen kenntlich gemacht sind.

Eine Liste der Netzkoppelungspunkte und deren technische Kapazitäten befindet sich in *Anhang 4 [BGG]*.

AGGM hat alle Ebene 1 Verteilerleitungsnetzbetreiber ersucht alle Ebene 1 Infrastrukturelemente (Leitungen, Stationen, Teile von Stationen, Verdichter, etc.) die aufgrund ihres technischen Zustandes im Planungszeitraum 2017 bis 2026 oder bereits früher außer Betrieb genommen werden müssen, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen bekannt zu geben, sofern dies derzeit bekannt ist.

Für den Fall, dass Infrastrukturelemente außer Betrieb genommen werden müssen, prüft AGGM im Kontext des gesamten Verteilergebietes ob und wenn ja in welcher Dimensionierung diese Infrastrukturelemente ersetzt werden müssen. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden gemeinsam mit den Netzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt und in der Langfristigen Planung eingereicht. Nach Absprache mit der E-Control Austria müssen Ersatzinvestitionen, die nicht redimensioniert werden und deren Investitionskosten nicht höher als 1 Mio. Euro sind, nicht in der Langfristigen Planung als Projekt abgebildet werden.

In Tabelle 6 sind die Ebene 1 Infrastrukturelemente dargestellt, die im Planungszeitraum außer Betrieb genommen werden, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Tabelle 6: Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2017 bis 2026 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Netzbetreiber	Infrastrukturelement	Datum Außerbetriebnahme der bestehenden Infrastruktur	Nähere Beschreibung
GCA	G00 006: Aderklaa – Deutsch Wagram	2019	Kapitel 4.8
GCA	G00 007: Aderklaa - Süßenbrunn	2017	Kapitel 4.9
GCA	G00 011: Auersthal – Laa	2019	Kapitel 4.10
GCA	G00 003: Baumgarten – Rutzendorf	2017	Kapitel 4.11
GCA	G00 003: Rutzendorf - Mühlleiten	2018-2019	Kapitel 4.11
GCA	G00 003: Mühlleiten - Hubertusdamm	2017 Planung GCA	Kapitel 4.11
GCA	G00 003: Hubertusdamm - Mannswörth	nur punktuelle Erneuerung	Kapitel 4.11
GCA	G00 020: Baumgarten - Rutzendorf	2021-2027	Kapitel 4.11
GCA	G00 020: Rutzendorf - Mühlleiten	2021-2027	Kapitel 4.11
GCA	G00 020: Mühlleiten - Barbarabrücke	2017 Planung GCA	Kapitel 4.11
GCA	G00 020: Barbarabrücke - Schwechat	ca. 2020 - 2027	Kapitel 4.11

Quelle: AGGM/NK/2016

Sämtliche andere Ebene 1 Infrastrukturelemente stehen aus heutiger Sicht im Planungszeitraum 2017 bis 2026 für den Gastransport zur Verfügung. Gegebenenfalls müssen kleinere Instandhaltungsmaßnahmen (kleiner 1 Mio. Euro) durchgeführt werden.

2.5 Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010

Der Infrastrukturstandard gem. Art 6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 ist auf der regionalen Ebene der Marktgebiete anzuwenden.

In Zusammenarbeit mit dem Marktgebietsmanager hat die AGGM den Infrastrukturstandard gemäß Artikel 6 für das Marktgebiet Ost erhoben.

Tabelle 7: Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost

Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition, Erklärungen, Quellenangabe
Epm	273,67	technische Kapazität von Einspeisepunkten
Baumgarten	203,88	Σ Entry Baumgarten (GCA, BOG, TAG; www.gasconnect.at)
Oberkappel	21,96	(www.gasconnect.at)
Überackern	10,08	www.gasconnect.at, Entry-Wert für Sudal
Arnoldstein	36,88	(www.gasconnect.at)
Freilassing&Laa/ Thaya	0,87	techn. verfügbare Kapazität, dzt nicht gebucht (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Pm	3,32	max. Technische Produktionskapazität
Produktion OMV	2,72	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Produktion RAG	0,60	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Sm	47,60	maximale technische Ausspeisekapazität
Speicher OMV	29,61	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Speicher RAG ES	13,31	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
7Fields FL	*	GCA
7Fields VL	4,68	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 07.04.2016)
Haidach VL	0	dz. keine Verbindung
LNGm	0	Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant
Im	203,88	Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten
Dmax	51,90	Gesamte tägliche Gasnachfrage im analysierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre, Februar 2012 (Quelle: AGGM)
N - 1 [%]	233%	
* Einspeisekapazität ist bereits am Punkt Überackern inkludiert		

Quelle: bmwfw (Erhebung im Rahmen der Risikobewertung), MGM, AGGM

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 233%. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 994/2010 von > 100% gerecht wird.

Im Jahr 2013 lag das Ergebnis der N-1 Formel bei 233%, im Jahr 2014 bei 235%, im Jahr 2015 bei 237%. Die marginale Verringerung ist auf eine geringfügige Reduktion der Einspeisekapazität in Baumgarten, in Arnoldstein und der Inlandsproduktion zurückzuführen.

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg gibt es keine Fernleitungen und daher ist diese Bestimmung nicht anwendbar.

3 Kapazitätssituation im Planungsnullfall

Die Planungsnullfallergebnisse sind die Ergebnisse aus der hydraulischen Berechnung, wobei für das jeweils betrachtete Jahr die Daten aus dem Absatz- bzw. Bezugsmodell mit dem Planungsnullfallnetz simuliert werden. Wenn in der hydraulischen Berechnung alle Druckzusagen eingehalten werden können, liegt kein Engpass vor. Das Planungsnullfallnetz ist das derzeit verfügbare Verteilernetz inkl. der Projekte (zum jeweiligen Fertigstellungsgrad) für die ein Netzausbaupertrag abgeschlossen wurde. Projekte, für die kein Netzausbaupertrag erforderlich ist (keine Ausbauschwelle) werden ebenfalls mit dem jeweiligen Fertigstellungsgrad berücksichtigt.

3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2017

Alle für das Jahr 2017 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden.

Die derzeit an das Netz angeschlossenen Endkunden können jederzeit versorgt werden. Die folgenden aufgeführten Kapazitätsengpässe beziehen sich auf zusätzliche Netznutzer.

Kapazitätsengpassbereich Wilfleinsdorf

Durch die schwache Dimension der Leitung Mitterndorf – Wilfleinsdorf kommt es bei niederen Temperaturen an der Übergabestelle Wilfleinsdorf zu kritischen Drucksituationen. Die hohen Durchflussmengen im Februar 2012 haben zusätzlich einen erhöhten Druckabfall in der Station Wilfleinsdorf erzeugt, sodass die Drucksituation für die Netz Burgenland Erdgas GmbH angespannt war. Durch eine optimierte Fahrweise im Winter 2012 konnten Druckverletzungen an der Übergabestation in Wilfleinsdorf weitgehend vermieden werden. Dennoch ist die Übergabestation Wilfleinsdorf der kritischste Druckpunkt im Südsystem und schränkt die Gasflussteuerung in der Flexibilität ein. Trotz optimierter Fahrweisen kann es zu kritischen Drucksituationen kommen. Die Leitung Mitterndorf – Wilfleinsdorf stellt somit einen Engpassbereich dar. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung werden in Kapitel 4.3 beschrieben.

Kapazitätsengpassbereich Tirol

Die maximale buchbare Kapazität am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten ist für die Versorgung der derzeitigen Netzkunden in Tirol nicht ausreichend. Um eine weitere Entwicklung des Leistungsbedarfs in Tirol sicherstellen zu können, ist es erforderlich zusätzliche Einspeisekapazität für Tirol zu beschaffen. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.4.

Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Auersthal Reverseflow

Im Winter 2014/2015 kam es im hydraulischen Cluster West zu Beschränkungen der Speicher Entry Nominierungen, da der Absatz im restlichen Verteilernetz (Verteilernetz ohne Primärverteilsystem 2) kleiner war als die Einspeisungen aus Biogasanlagen, Produktion und Speicher in das restliche Verteilernetz. Ein Transport des ausgespeicherten Gases über das Primärverteilsystem 2 in das Fernleitungssystem konnte aufgrund der nicht reverseflow fähigen Übergabestation der West 4 Leitung in Auersthal nicht durchgeführt werden. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.7

Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Verteilergesamt → Fernleitung

Im Winter 2014/2015 kam es sowohl im hydraulischen Cluster West als auch im hydraulischen Cluster Ost zu Beschränkungen der Speicher Entry Nominierungen.

Der Engpass zwischen Verteilergesamt und Fernleitung ist aufgrund zu geringer Kapazität zwischen diesen beiden Systemen aufgetreten. Derzeit steht eine Kapazität von ca. 360.000 Nm³/h FZK vom Verteilergesamt in das Fernleitungssystem zur Verfügung. Diese Kapazität war aufgrund von zu hohen Speicher Entry Nominierungen nicht ausreichend. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.7.

Es ist jedenfalls festzuhalten, dass aufgrund der Kapazitätsengpässe für Speichertransporte in keinem Fall die Versorgung der Endkunden gefährdet war. Ganz im Gegenteil, das Verteilergesamt war mit Gas überliefert, da es nicht mehr möglich war das Gas Richtung Fernleitungssystem abtransportieren zu können. Alle Endkunden konnten stets mit den vereinbarten Gasmengen und Drücken versorgt werden.

3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2018 bis 2026

Weitere als im vorigen Kapitel beschriebene Kapazitätsengpassbereiche wurden für die Jahre 2018 bis 2026 nicht festgestellt.

Für die zeitgerechte Kapazitätsbereitstellung ist es unabdingbar, dass die Betreiber der Absatzprojekte / Speicherunternehmen rechtzeitig einen Kapazitätserweiterungsvertrag abschließen, damit die erforderlichen Infrastrukturausbauprojekte zeitgerecht gestartet werden können.

3.3 Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher

Wie bereit in Kapitel 3.1 festgehalten, können alle Endkunden bei Umsetzung der entsprechenden Maßnahmen, egal welches Absatzszenario zugrunde gelegt wird, versorgt werden. Die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit für die Absatzprognose wird dem Baseline Szenario zugerechnet.

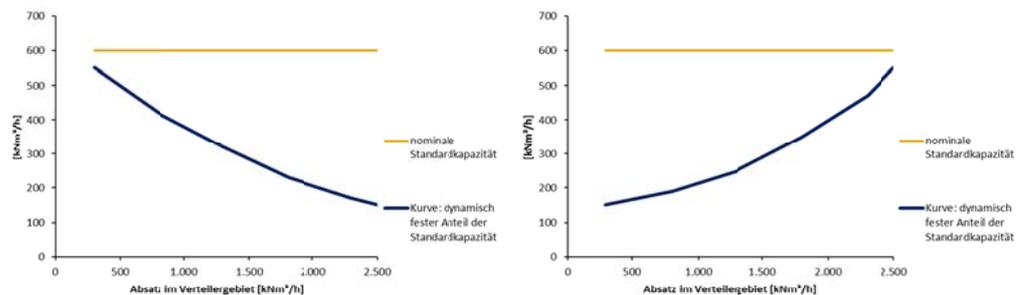
Tritt hingegen das in der Absatzprognose definierte Maximal Szenario oder das Minimal Szenario ein, so hat dies Konsequenzen für die Speicherunternehmen. Die Konsequenzen sind in Abbildung 2 dargestellt.

Tritt das Maximal Szenario ein, so ist grundsätzlich von einem ganzjährig höheren Absatz auszugehen. Für die Einspeicher Kapazitäten (EXIT Speicher) hat dies zur Folge, dass der in Abhängigkeit des Absatzes im Verteilergebiet sich ergebende dynamisch feste Anteil der Standardkapazität geringer ist. Wohingegen bei der Ausspeicher Kapazität der dynamisch feste Anteil höher sein wird.

Tritt das Minimal Szenario der Absatzprognose ein, so ergeben sich genau die gegenteiligen Effekte.

Als Konsequenz aus diesen Zusammenhängen kann abgeleitet werden, dass die Absatzentwicklung ebenfalls Konsequenzen auf die nutzbare Speicherkapazität hat.

Abbildung 2: Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher



Absatzszenario	Einspeichern / Exit	Ausspeichern / Entry
Maximal Szenario	Höhere Wahrscheinlichkeit eines geringeren dynamisch festen Anteiles	Höhere Wahrscheinlichkeit eines höheren dynamisch festen Anteiles
Minimal Szenario	Höhere Wahrscheinlichkeit eines höheren dynamisch festen Anteiles	Höhere Wahrscheinlichkeit eines geringeren dynamisch festen Anteiles

Quelle: AGGM/NK/2015

4 Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite

4.1 Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass - Projekt – Projektbegründung

Zum Zweck der leichteren Lesbarkeit des Berichtes wurde in Tabelle 8 für jedes Projekt der Langfristigen Planung 2016 das entsprechende Kapitel zugeordnet, indem die Begründung für dieses Projekt zu finden ist.

Tabelle 8: Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass – erforderliches Projekt – Kapitel Projektbegründung

Kapazitätsengpass	Erforderliches Projekt	Begründung
Kapazitätsengpassbereich Wilfleinsdorf	2014/01: Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Kapitel 4.3: Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf
Kapazitätsengpassbereich Tirol		Kapitel 4.4: Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol
Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Auersthal Reverseflow	2012/02: Reverseflow Auersthal	Kapitel 4.7: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost
Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Verteilergebiet → Fernleitung	2012/03: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten 2012/05: Druckerhebung Oberösterreich	Kapitel 4.7: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost
Ersatzinvestitionsprojekte	2016/01: Ersatzinvestition Leitung G00 006	Kapitel 4.8: Ersatzinvestition Leitung G00 006
	2016/02: Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	Kapitel 4.9: Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007
	2016/03: Ersatzinvestition der Leitung G00 011	Kapitel 4.10: Ersatzinvestition Leitung G00 011
	2016/04: Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	Kapitel 4.11: Ersatzinvestition G00 003 und G00 020
	2016/05: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	Kapitel 4.12: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten

Quelle: AGGM/NK/2016

4.2 Kapazitätserweiterungsanträge

Gemäß §33 (2) GWG hat jeder Netzzugangsberechtigte die Möglichkeit im Falle der Verweigerung des Netzzuganges einen Kapazitätserweiterungsantrag zu stellen. Der diesem Antrag zugrunde liegende Kapazitätsbedarf ist bei der Erstellung der Langfristigen Planung vom Verteilergebietsmanager zu berücksichtigen.

Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge vor.

Die angestrebte Umsetzung des Projektes 2014/01 „Leitungssegment: Velm- Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf“ zielt auf keinen individuellen Bedarfsträger ab, sondern wird für ein Kollektiv von Endkunden umgesetzt.

Die Projekte 2012/02 „Reverseflow Auersthal“, 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ und 2012/05 „Druckerhebung Oberösterreich“ dienen zur Verbesserung der

Qualität der Standardkapazität. Die Erhöhung der nominalen Standardkapazität steht nicht im Vordergrund.

Die Projekte 2016/01 bis 2016/04 sind Ersatzinvestitionsprojekte und dienen zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes des Bestandsnetzes. Das Projekt 2016/05 „Erneuerung Filterkonzept Baumgarten“ dient zur Sicherstellung diversifizierter Fahrweisen.

4.3 Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf

Von Seiten der Netz Burgenland Erdgas GmbH wurde in der LFP 2008 an der Netz Niederösterreich GmbH / Netz Burgenland Erdgas GmbH Übergabestation Wilfleinsdorf ein Mehrbedarf von ca. 20.000 Nm³/h bis zum Jahr 2013 in der Absatzerhebung bekannt gegeben. Der Mehrbedarf resultiert aus der geplanten Errichtung von zusätzlichen Glashäusern im Seewinkel, die die Abwärme von KWK Anlagen nutzen. Um auf einen mit Kapazitätserweiterungsantrag konkretisierten Bedarf schnell reagieren zu können, wurde das Projekt 2008/4 „Planung und Bauvorbereitung des Leitungssegmentes: Velm – Wilfleinsdorf“ in die LFP 2008 aufgenommen. Es soll eine Leitung von Velm nach Wilfleinsdorf inkl. der Übergabestation Wilfleinsdorf geplant und die Trasse gesichert werden. Da bis Mai 2013 keine massiven Absatzsteigerungen verzeichnet werden konnten, wurde das Projekt 2008/4 in der LFP 2013 zurückgezogen. Netz Niederösterreich GmbH hat im Rahmen dieses Projektes Trassenstudien durchgeführt, jedoch keine Grundstücksoptionen eingekauft.

Wie in der LFP 2013 bereits berichtet, ist es an der Übergabestation Wilfleinsdorf bei sehr hohen Absatzmengen wie im Februar 2012 zu kritischen Drucksituation gekommen.

Auf Basis dieser Erkenntnis wurde in der LFP 2013 ein Arbeitsprogramm für die LFP 2014 entwickelt, in dem zwischen den Netzbetreibern Netz Niederösterreich GmbH und Netz Burgenland Erdgas GmbH gemeinsam mit AGGM für diesen Engpassbereich, aufbauend auf den Vorarbeiten der Netz Niederösterreich GmbH, eine Lösung durch stufenweise Ausbaumaßnahmen erarbeitet werden soll.

Im Rahmen der Bearbeitung wurden für diesen Kapazitätsengpass drei Themenfelder identifiziert und darauf aufbauend 3 Ziele für eine Lösungsvariante definiert. Diese sind:

- ▶ Bei sehr hohen Absatzmengen ist es aufgrund des hohen Druckverlustes in der Bestandsleitung und in der Übergabestation Wilfleinsdorf zu kritischen Drucksituationen und vereinzelt auch Druckverletzungen am Ausgang der Übergabestation Wilfleinsdorf gekommen.
Das Ziel einer Ausbaumaßnahme ist es, jedenfalls den vereinbarten Übergabedruck einzuhalten.
- ▶ Durch den hohen Druckverlust in der Bestandsleitung und in der Übergabestation Wilfleinsdorf muss der Druck am Anfang der Leitung (Schieberhaus Mitterndorf) und somit in der neuen Südleitung hoch gehalten werden. Der Druckabfall zwischen Eingang Station Velm (= Druck in neuer Südleitung) und Ausgang Station Wilfleinsdorf beträgt 17,6 bar beim derzeitigen maximalen historischen Absatz (Februar 2012). Der Ausgangsdruck an der Station Wilfleinsdorf ist der druckkritischste Punkt im gesamten Südsystem des Verteilergebietes. Die Aufrechterhaltung des hohen Drucks in der Südleitung bedingt, dass die Linepacknutzung der Südleitung nur in einem eingeschränkten Bereich erfolgen kann. Ein hohes Linepackpotential ist jedoch für die Gasflusssteuerung von hohem Interesse, da

vor allem durch die Tagesbilanzierung eines weiten Endkundenkreises das Verteilernetz die stündliche Unausgeglichenheit zwischen Einspeisung in das Netz und Absatz ausgleichen muss. Eine Reduktion des Druckverlustes zwischen der neuen Südleitung und der Ausgangsseite der Station Wilfleinsdorf trägt wesentlich zur Erhöhung des nutzbaren Linepacks bei.

Das Ziel einer Ausbaumaßnahme ist es, jedenfalls den Druckverlust zwischen der neuen Südleitung und der Ausgangsseite der Station Wilfleinsdorf zu reduzieren.

- ▶ Der erste Teil der Leitung Richtung Wilfleinsdorf (vom Schieberhaus Mitterndorf bis Mannersdorf) wurde im Jahr 1957 errichtet. Die Dimensionierung ist DN 150, PN 64. Im Schieberhaus Mitterndorf sind dringende Erneuerungsarbeiten (va. Erneuerung des Hauptschiebers in der alten Südleitung) erforderlich, die jedoch bis zur Entscheidung für eine Gesamtlösung aufgeschoben wurden. Mit der Leitung selbst kann derzeit noch einen ordnungsgemäßen Betrieb sichergestellt werden, mit sektionsweisen Erneuerungsarbeiten ist jedoch in den nächsten Jahren zu rechnen.

Das Ziel einer Ausbaumaßnahme ist es, den Leitungsbestand zu erneuern und jedenfalls Ersatzinvestitionen, die sich wenig später durch die Umsetzung eines Gesamtkonzepts erübrigt hätten, zu vermeiden.

Aus dem Anforderungsprofil ist klar ersichtlich, dass eine Reduktion des Druckverlustes erforderlich ist, und dies zweckmäßigerweise nur über einen (Teil-)Neubau der Infrastruktur erreicht werden kann. Auf dieser Basis wurden von AGGM hydraulische Simulationen durchgeführt. Einerseits wurden unterschiedliche Absätze entlang der Leitung und im Netzbereich der Netz Burgenland Erdgas GmbH angesetzt, andererseits wurden unterschiedliche Netzausbauvarianten zu Grunde gelegt.

Aus der Vielzahl der Varianten wurde ein Masterplan für diesen Netzbereich entwickelt, der durch einen stufenweisen Ausbau den Anforderungen gerecht wird. Der Masterplan ist in Abbildung 3 dargestellt. Im Planungsnullfall (Status Quo Netz) und dem maximalen historischen Absatz ist ein Druckabfall (Eingangsdruck Station Velm – Ausgangsdruck Wilfleinsdorf) von 17,6 bar zu verzeichnen. Durch die Realisierung des ersten Bauabschnittes, Neubau der Leitung von Velm nach Mannersdorf (12,8 km, DN 250, PN70) und der Realisierung des zweiten Bauabschnittes (Adaptierung der Übergabestation Wilfleinsdorf) kann der Druckverlust beim maximalen historischen Absatz auf 8,2 bar reduziert werden. Bei einer deutlichen Absatzsteigerung entlang der Leitung und im Netzbereich der Netz Burgenland Erdgas GmbH müsste in weiterer Folge auch der Bauabschnitt 3, Neubau der Leitung von Mannersdorf nach Wilfleinsdorf (11,5 km, DN 250, PN 70) errichtet werden.

Bei der Erarbeitung der Lösungsvariante wurde auch das Leitungsnetz der Netz Burgenland Erdgas GmbH mit berücksichtigt und abgeschätzt, ob eine anderer Einspeisepunkt, im speziellen die Übergabestation Hornstein, einen größeren Teil der Netzlast übernehmen kann, und somit die bestehende Leitung Schieberhaus Mitterndorf – Wilfleinsdorf entlasten kann. Das Verlagerungspotential ist aufgrund der geringen Leitungsdimensionierung auf der Ebene 2 Leitung (Raum Mattersburg / Eisenstadt – Wilfleinsdorf), im speziellen bei hohen Netzlasten, gering.

Mit der Realisierung des Bauabschnittes 1 und 2 können die oben angeführten Ziele erreicht werden. Der Druckverlust kann auf ein ausreichendes Maß reduziert werden, damit der Übergabedruck in Wilfleinsdorf nicht verletzt wird und in der Südleitung ein höheres nutzbares Linepack geschaffen werden kann. Durch die direkte Anbindung der Leitung an die Station Velm

(neue Südleitung) wird die Abzweigfunktion des Schieberhauses Mitterndorf nicht mehr benötigt. Die Ersatzinvestitionen können dadurch eingespart werden.

Die Realisierung des Bauabschnittes 1 und 2 werden im Projekt 2014/1 beantragt.

Abbildung 3: Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf

Druckabfall: Eingangsdruck Station Velm (neue Südleitung) - Ausgangsdruck Wilfleinsdorf						
			Planungsnullfall	Ausbauvarianten		
				BA1	BA2	zus. BA3
				Leitung Velm-Mannersdorf	Station Wilfleinsdorf	Leitung Mannerdorf-Wilfleinsdorf
Netzbetreiber		Absatz				
		[kNm ³ /h]	[bar]	[bar]		[bar]
maximaler historischer Absatz	Netz Niederösterreich	6,6	17,6	→	8,2	3,4
	Netz Burgenland Erdgas	17,4				
Berücksichtigung von Absatzsteigerungen	Netz Niederösterreich	10		19,2	→	5,0
	Netz Burgenland Erdgas	25				

Quelle: AGGM/NK/2014

4.4 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol

Wie bereits in Kapitel 2.2.1.7 dargestellt, ist das Marktgebiet Tirol das Marktgebiet mit der höchsten Absatzdynamik in Österreich. Im Zeitraum Februar 2012 bis September 2015 sind Neukunden (Saldo aus Anmeldungen abzüglich Abmeldungen) in der Größenordnung von 380.000 kWh/h (ca. 34.000 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2016 bis 2027 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Die derzeit von bayernets ausgewiesene maximal buchbare FZK Kapazität am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten beträgt 965.039 kWh/h. Es ist geplant für das Gasjahr 2017 wieder eine strukturierte Buchung an diesem Grenzübergabepunkt wie folgt vorzunehmen. In den Sommermonaten (Juni, Juli, August) wird eine Kapazität von 450.000 kWh/h FZK gebucht. In den Wintermonaten wird eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK gebucht. In den Monaten Mai und September wird eine Kapazität von 560.000 kWh/h FZK gebucht. In den Monaten Oktober und April wird eine Kapazität von 840.000 kWh/h FZK gebucht.

Seit November 2015 ist am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten eine sogenannte „Übernominierung“ möglich. Das heißt, dass unter der Voraussetzung, dass die gesamte ausgewiesene FZK Kapazität gebucht und initial nominiert ist, auch eine Nominierung über der gebuchten FZK Kapazität abgegeben werden kann. In diesem Fall wird die über die ausgewiesene FZK Kapazität erforderliche Kapazität unterbrechbar zur Verfügung gestellt und verrechnet. Die Konsequenz daraus ist, dass seitens AGGM keine unterbrechbare Kapazität im Voraus am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten gebucht werden muss.

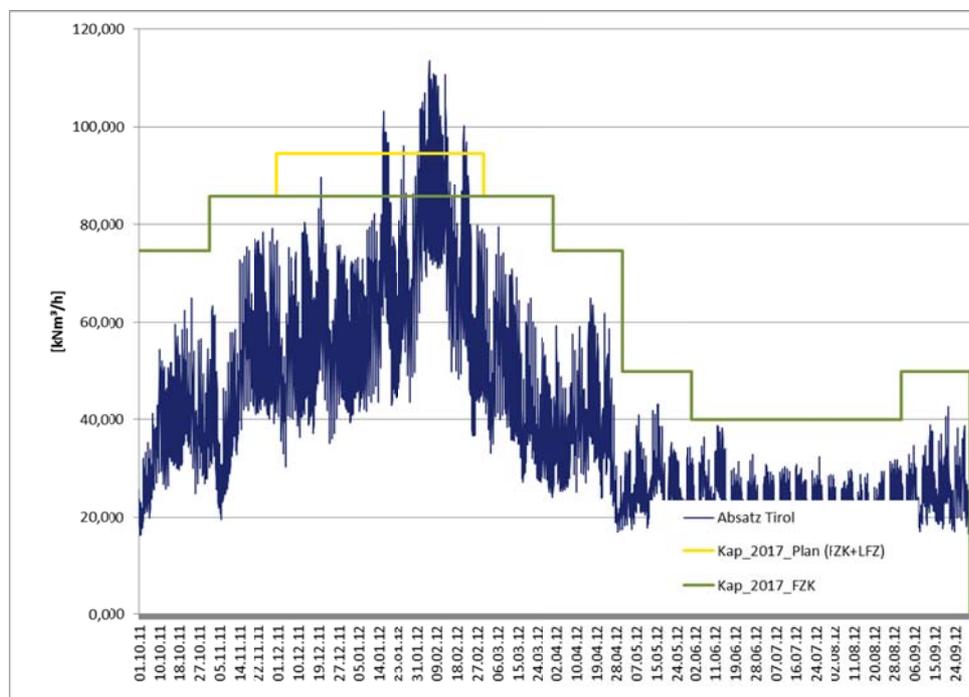
Die durch die Übernominierung erlangte unterbrechbare Kapazität kann jedoch im Falle eines Engpasses in Deutschland eingeschränkt werden. Daher ist es erforderlich, dass die

unterbrechbare Kapazität durch eine Lastflusszusage abgesichert wird. Es ist vorgesehen, dass AGGM eine Lastflusszusage für die Monate Dezember 2016, Jänner 2017 und Februar 2017 in der Höhe von 100.000 kWh/h beschafft.

Aufgrund der kalten Temperaturen im Jänner 2016 konnte die im Baselineszenario zugrunde gelegte maximal mögliche Stundenleistung mit dem Saldo der An- und Abmeldungen der letzten Jahre kalibriert werden. Das Resultat ist, dass die maximal mögliche Stundenleistung, die im Baseline Szenario zugrunde gelegt wird, im Vergleich zur LFP 2015 etwas zurückgenommen wurde. Daraus resultiert die Rücknahme der zu beschaffenden Lastflusszusage gegenüber 2015 um 40.000 kWh/h auf 100.000 kWh/h.

Um zu prüfen, ob diese Einspeisekapazität für die Versorgung der Endkunden ausreicht wurde eine dynamische Modellrechnung durchgeführt. Dabei wurde auf den Temperatur-/Absatzverlauf des Gasjahres 2012, die seit Februar 2012 neu angeschlossenen Endkunden mit Ihrer Vertragsleistung, jahreszeitlich strukturiert und vermindert um einen Gleichzeitigkeitsfaktor, hinzugerechnet. Die sich daraus ergebende Absatzstruktur und die unterstellte Grenzübergabekapazitätsstruktur sind in Diagramm 13 dargestellt. Die blaue Linie kennzeichnet den Absatz in Tirol, die grüne Linie stellt die strukturierte Kapazitätsbuchung der derzeit verfügbaren FZK Kapazität für die Zone Kiefersfelden/Pfronten dar. Die gelbe Linie stellt die von AGGM angestrebte Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten für das Gasjahr 2017 dar (FZK Kapazität plus Lastflusszusage).

Diagramm 13: Absatz- und Kapazitätseingangsdaten für die Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol

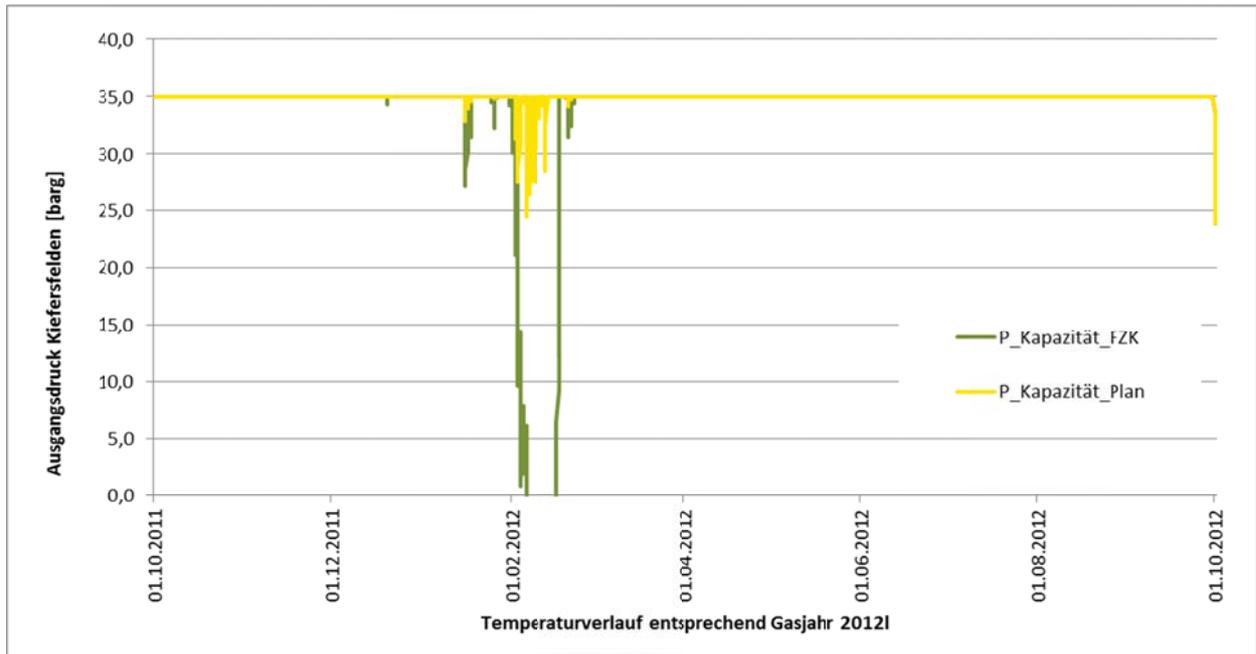


Quelle: AGGM/NK/2016

Unter Berücksichtigung des nutzbaren Linepacks im Marktgebiet Tirol wurde für die beiden in Diagramm 13 dargestellten Grenzübergabekapazitäten der Ausgangsdruck in der Station Kiefersfelden ermittelt. Die Ergebnisse sind in Diagramm 14 dargestellt. Die grüne Linie kennzeichnet den Druckverlauf unter Berücksichtigung der derzeit buchbaren FZK Kapazität.

Die gelbe Linie kennzeichnet den Druckverlauf unter Berücksichtigung der von AGGM angestrebten zusätzlichen Kapazitätsbuchung. Zu sehen ist, dass in den Sommermonaten keine Kapazitätsengpässe auftreten. In sehr kalten Wintertagen (Temperaturstruktur Gasjahr 2012) würde das Linepack im MG Tirol jedoch nicht ausreichen alle Endkunden mit der derzeit buchbaren FZK Kapazität zu versorgen. Mit der von AGGM zusätzlich vorgesehenen Lastflusszusage, mit der unterbrechbare Kapazität abgesichert werden kann, in der Höhe von 100.000 kWh/h während der Monate Dezember, Jänner und Februar können alle Endkunden in Tirol sicher versorgt werden.

Diagramm 14: Ergebnis der dynamischen Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol



Quelle: AGGM/NK/2016

Für die mittelfristige Kapazitätsbereitstellung hat AGGM die Kapazitätserfordernisse im Gas Netzentwicklungsplan für Deutschland eingebracht. Die Kapazitätserfordernisse für die Zone Kiefersfelden/Pfronten wurden im Deutschen Netzentwicklungsplan berücksichtigt. Mit einer Kapazitätsbereitstellung kann im Jahr 2020 gerechnet werden.

4.5 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg

Durch die Marktmodellumstellung in Liechtenstein ist der Bedarf für Liechtenstein im COSIMA Modell zu berücksichtigen, mit der Wirkung, dass Exit Kapazitätsbuchungen in Ruggell vorgenommen werden müssen und das zu transportierende Gas am VHP NCG zu übergeben ist. Die erforderliche Transportkapazität vom VHP NCG nach Ruggell wird von AGGM organisiert. D.h. dass in Lindau Exit terranets äquivalente Kapazitätsbuchungen zu Ruggell von AGGM durchzuführen sind. Die für das Marktgebiet Liechtenstein zuständige LGV hat den strukturierten Kapazitätsbedarf in Ruggell bekannt gegeben.

AGGM hat die erforderliche Kapazität in Lindau für die Endkundenversorgung in Vorarlberg ermittelt. Im Winter ist eine maximale Kapazität von 780.000 kWh/h erforderlich. In den Übergangsmonaten und im Sommer sind deutlich geringere Kapazitäten zu buchen.

In Summe (Marktgebiet Vorarlberg und Äquivalenzbuchung für Ruggell) ist eine maximale Kapazität von 1.010.000 kWh/h FZK Exit Lindau erforderlich. Dies entspricht der von terranets ausgewiesenen maximalen FZK Kapazität am Übergabepunkt Exit Lindau. Die Kapazitätsbuchung erfolgt entsprechend der Bedarfe strukturiert, wobei der von der Vorarlberger Energienetze GmbH übernommene langfristige Vertrag in der Höhe von 710.450 kWh/h FZK berücksichtigt wird. Somit ergibt sich die in Tabelle 9 dargestellte jahreszeitliche Struktur der Kapazitätsbuchungen

Tabelle 9: Kapazitätsbuchung Exit Lindau für das Gasjahr 2017

Jahr	Monat	Kapazitätsbuchung FZK [kWh/h]
2016	10	763.500
2016	11	973.500
2016	12	983.500
2017	1	1.010.000
2017	2	1.010.000
2017	3	980.000
2017	4	773.500
2017	5	710.450
2017	6	710.450
2017	7	710.450
2017	8	710.450
2017	9	710.450

Quelle: AGGM/NK/2016

4.6 Kapazitätssituation der Speicher im Marktgebiet Ost

Entry

Im Winter 2014/2015 kam es erstmals zu Einschränkungen von Entry Speichernominierungen an den Speichern im Verteilergesamtgebiet.

An insgesamt 12 Tagen mussten Beschränkungen durchgeführt werden. An 8 Tagen mussten Beschränkungen auf Grund eines Kapazitätsengpasses im Verteilergesamtgebiet vorgenommen werden. An 4 Tagen mussten Beschränkungen auf Basis eines Engpasses zwischen Verteilergesamtgebiet und Fernleitungsebene durchgeführt werden.

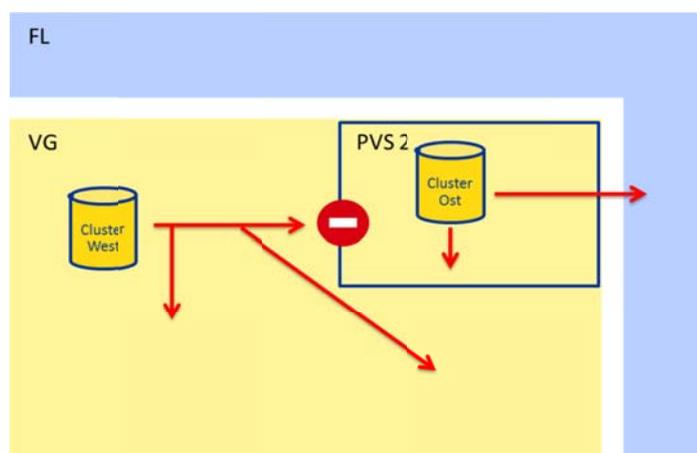
In Summe musste im Q4/2014 und Q1/2015 eine Gasmenge von 275.000 MWh eingeschränkt werden. 109.000 MWh wurden aufgrund des Engpasses im Verteilergesamtgebiet und 166.000 MWh wurden aufgrund des Engpasses zwischen Verteilergesamtgebiet und Fernleitungsebene eingeschränkt. Auf den Speichercluster West sind Einschränkungen in der Höhe von 161.000 MWh und auf den Speichercluster Ost Einschränkungen von 114.000 MWh entfallen.

Die Höhe der Einschränkungen wurde aus den Daten (Speicher Nominierungen), die für AGGM zugänglich sind, ermittelt. RAG ES hat in einer Diskussion eingebracht, dass Speicherkunden bereits aus der Befürchtung heraus, dass die Speichernominierungen eingekürzt werden könnten, geringere Nominierungen abgegeben haben und das erforderliche Gas aus anderen Quellen beschafft haben bzw. auf zusätzliche Geschäfte verzichtet haben. Die Höhe dieser nicht abgegebenen aber trotzdem erforderlichen Nominierungen ist Seitens AGGM nicht quantifizierbar.

An dieser Stelle ist anzumerken, dass die Einschränkungen lediglich im unterbrechbaren Anteil der Standardkapazität durchgeführt wurden. Der feste Anteil der Standardkapazität konnte von jedem Speicherunternehmen jederzeit abgerufen werden. Durch die Einschränkungen war in keinem Fall die Versorgung der Endkunden gefährdet.

Eine schematische Grafik des Engpasses im Verteilergesamtgebiet ist in Abbildung 4 dargestellt. Der Engpass befindet sich am Rand des Primärverteilsystems 2 (PVS 2) hin zum restlichen Verteilernetz.

Abbildung 4: Entry Speicher, Engpass im Verteilergesamtgebiet

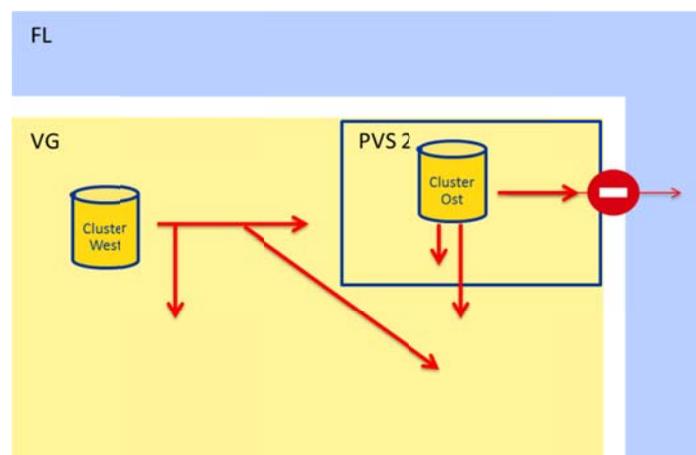


Quelle: AGGM/NK/2015

Die Übergabestationen am Rande des Primärverteilsystems 2 sind nicht darauf ausgelegt größere Gasmengen zurück in das Primärverteilsystem 2 zu übernehmen. Zu Engpässen ist es dann gekommen, wenn mehr Gas im hydraulischen Cluster West ausgespeichert wurde als Endverbraucher Gas im Verteilergebiet ohne PVS 2 verbraucht haben. Der Begriff Engpass bezieht sich in diesem Zusammenhang auf die Ableitkapazität – es war zu viel Gas im Verteilergebiet, dass nicht abgeleitet werden konnte. Ein Versorgungsengpass der österreichischen Kunden hat daher nicht bestanden.

In Abbildung 5 ist eine schematische Grafik des Engpasses zwischen Verteilergebiet und Fernleitungsebene dargestellt. Derzeit ist für das Verteilergebiet eine Kapazität zwischen Verteilergebiet und Fernleitungsebene von ca. 360.000 Nm³/h FZK kontrahiert. Der Engpass ist dann aufgetreten, wenn mehr als 360.000 Nm³/h Richtung Fernleitung transportiert werden hätte sollen, und unterbrechbare Kapazität Richtung Fernleitung nicht zur Verfügung gestanden ist. Die Folge daraus war eine Einkürzung auf die verfügbaren firm 360.000 Nm³/h.

Abbildung 5: Entry Speicher, Engpass Verteilergebiet → Fernleitung



Quelle: AGGM/NK/2015

Um die Größenordnung der Einschränkungen welche durch die dargestellten Engpässe verursacht wurden, einschätzen zu können, werden im Folgenden 2 statistische Auswertungen dargestellt. Die hier dargestellten Zahlen beziehen sich auf die Datenbasis, die AGGM zugänglich ist. Weitere Bedarfe, die aus der Befürchtung heraus eingeschränkt zu werden, gar nicht nominiert wurden, sind nicht quantifizierbar und hier dargestellt.

Tabelle 10: Höhe der Entry Nominierungen und Einschränkungen gebrochen nach Clustern im Zeitraum Q4/2014 und Q1/2015

Speicher Cluster	Summe Entry	Einschränkung	Anteil
	MWh	MWh	
Cluster West	19.000.000	161.000	0,85 %
Cluster Ost	22.500.000	114.000	0,5 %
Summe	41.500.000	275.000	0,66 %

Quelle: AGGM/NK/2015

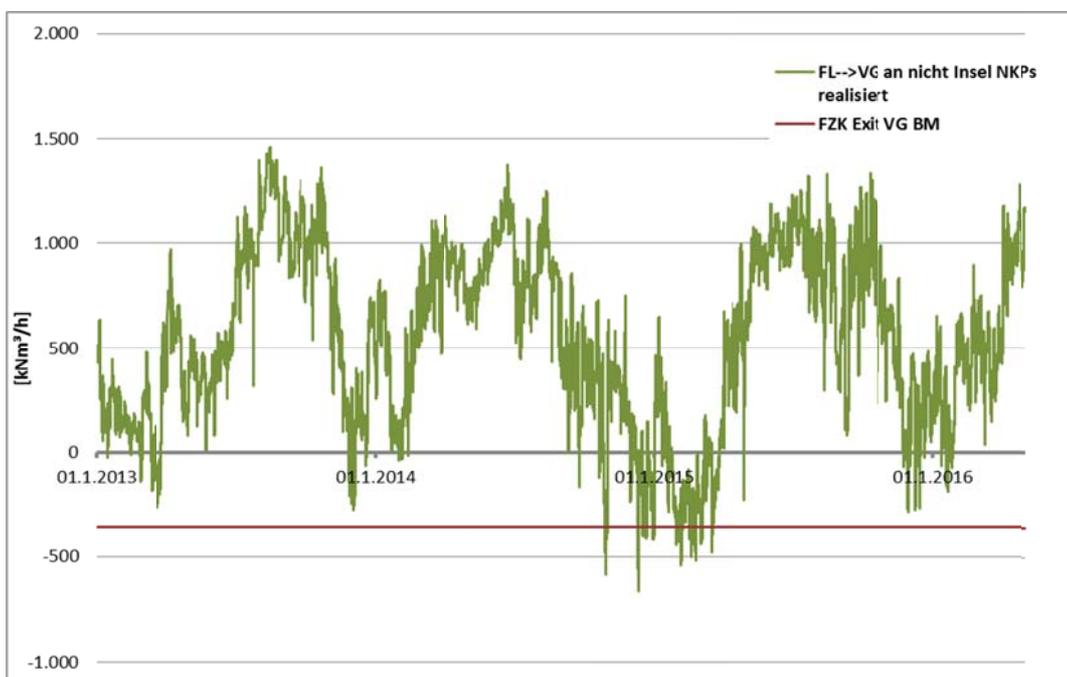
In Tabelle 10 ist die Höhe der Entry Nominierungen und die Höhe der Einschränkungen je hydraulischen Cluster im Zeitraum Q4/2014 und Q1/2015 dargestellt. Im hydraulischen Cluster

West wurden im genannten Zeitraum 0,85% aller Entry Nominierungen eingeschränkt, im hydraulischen Cluster Ost waren es 0,5%. In Summe wurden 0,66% der Entry Nominierungen eingeschränkt.

In Diagramm 15 sind die Transporte von der Fernleitung in das Verteilergesamt ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilergesamt in das Fernleitungsnetz im Zeitraum 1.1.2013 bis 1.5.2016 dargestellt. Interessant sind die Datenpunkte unterhalb der Nulllinie, an diesen Zeitpunkten wurde Gas in Baumgarten vom Verteilergesamt in das Fernleitungsnetz transportiert. Auffallend ist, dass im Winter 2014/15 über einen wesentlich längeren Zeitraum wesentlich höhere Gasmengen in die Fernleitungsebene transportiert wurden, in Summe waren dies 5.102.656 MW. 95% diese Gasmenge (4.852.881 MW) wurden in der zur Verfügung stehenden FZK Kapazität (360.000 Nm³/h) transportiert. Die restlichen 5% (249.775 MW) wurden in der darüber hinaus zur Verfügung stehenden unterbrechbaren Kapazität transportiert. 166.000 MW konnten aufgrund des Engpasses zwischen Verteilergesamt und Fernleitung nicht transportiert werden.

Im Winter 2015/16 wurden deutlich geringere Transporte aus dem Verteilergesamt in die Fernleitung getätigt. Es ist zu keinen Engpässen gekommen und es mussten keine Beschränkungen der Transporte durchgeführt werden.

Diagramm 15: Transporte von der Fernleitungsebene in das Verteilergesamt ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilergesamt in das Fernleitungsnetz

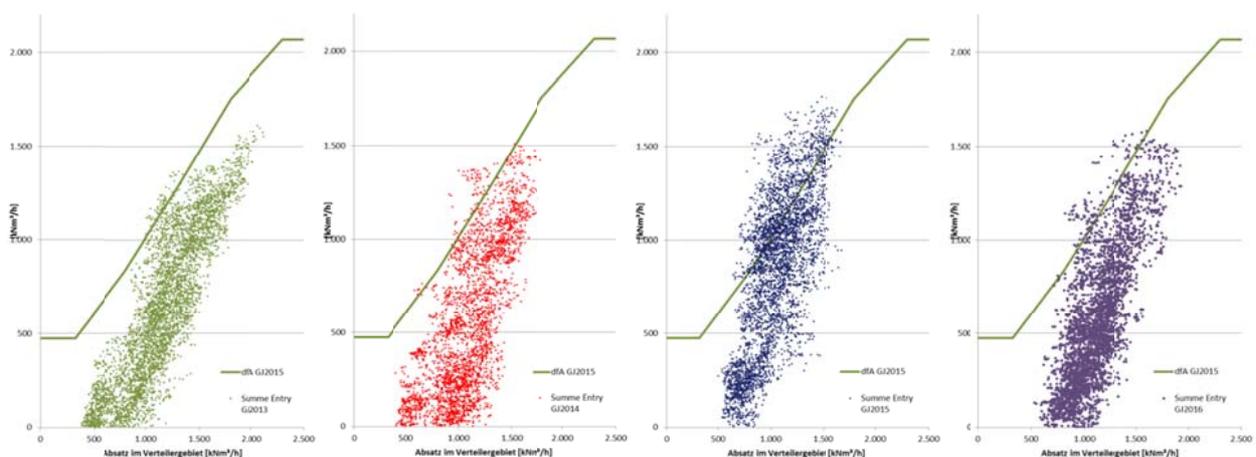


Quelle: AGGM/NK/2016

In Diagramm 16 sind die Speicher Einspeisungen in das Verteilergesamt im Vergleich der Gasjahre 2013 bis 2016 dargestellt. Der Speicher Wien wurde in dieser Darstellung nicht berücksichtigt, da der installierte Röhrenspeicher für einen anderen Einsatzzweck konzipiert wurde. Für jede Stunde wurden die Speicher Einspeisungen in Relation zum Gesamtabsatz im

Verteilergebiet Ost gesetzt und in einem xy-Diagramm dargestellt. Zusätzlich wurde in den Diagrammen der dynamisch feste Anteil aller Speicherstandorte zum Zeitpunkt 1.4.2015 (dieser ist auch im Jahr 2016 gültig) hinzugefügt. Die Entwicklung der Speichernutzung ist klar ersichtlich. Im Gasjahr 2013 war die Speichernutzung vor allem endkundengetrieben. Im Gasjahr 2014 ist die Punktwolke etwas breiter, eine flexiblere Speichernutzung ist feststellbar, wobei die Punktwolke noch deutlich unter dem dynamisch festen Anteil liegt. Im Gasjahr 2015 ist eine deutliche Veränderung der Ausspeicherstruktur feststellbar. Bei gleichem Absatz im Verteilergebiet wurde im Gasjahr 2015 wesentlich mehr ausgespeichert. Diese Tatsache ist ebenfalls in Diagramm 15 ersichtlich. Im Gasjahr 2016 ist eine ähnliche Struktur wie im Gasjahr 2014 festzustellen.

Diagramm 16: Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergebiet in den Gasjahren 2013 bis 2016 (bis 1.6.2016)



Quelle: AGGM/NK/2016

Ob die Ausspeicherstruktur des Winters 2014/15 nur ein einmaliger Effekt war oder der Auftakt zu einer neuen Speichernutzung ist, kann derzeit nicht festgestellt werden. Fest steht jedoch, dass die im Winter 2014/15 festgestellten Muster jederzeit wieder eintreten können.

Für eine Beseitigung des Engpasses im Verteilergebiet spricht jedenfalls das Ziel eines engpassfreien Verteilergebietes und das Ziel die Ausgleichsenergieabrufe zu minimieren umzusetzen. Aus Sicht der AGGM ist die Beseitigung dieses Engpasses jedenfalls erforderlich.

Für eine Beseitigung des Engpasses zwischen Verteilergebiet und Fernleitungsebene spricht das Ziel des Abbaus von Handelshindernissen und das Ziel eine effiziente Speicherbewirtschaftung für ausländische Märkte jederzeit zu ermöglichen.

Die Forderung der Speicherunternehmen richtet sich ebenfalls hin zu einer Beseitigung beider Engpässe. Gefordert wird nicht eine höhere Standardkapazität sondern eine Verbesserung des dynamisch festen Anteiles der Standardkapazität.

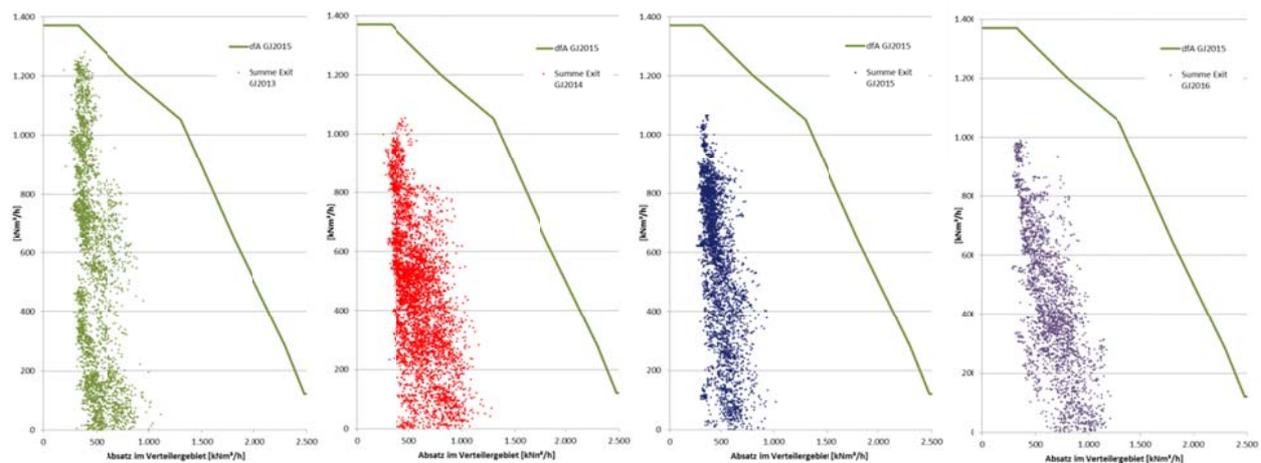
Exit

Die Einspeichertransporte (Exit VG → Speicher) konnten in den letzten Jahren friktionsfrei abgewickelt werden. Durch den Ausbau der Westleitung steht vor allem den Speichern im hydraulischen Cluster West ein wesentlich größeres Einspeicher Potential zur Verfügung.

In Diagramm 17 sind die Exit Transporte vom Verteilergelände in die Speicher im Vergleich der Gasjahre 2013 bis 2016 (bis 1.6.2016) dargestellt. Für jede Stunde wurden die Einspeicherungen in Relation zum Gesamtabsatz im Verteilergelände Ost gesetzt und in einem xy-Diagramm dargestellt. Zusätzlich wurde in den Diagrammen der dynamisch feste Anteil aller Speicherstandorte zum Zeitpunkt 1.4.2015 (dieser ist auch im Jahr 2016 gültig) hinzugefügt. Die Einspeicherungen zeigen in den Gasjahren 2013 und 2014 leicht unterschiedliche Muster auf. Die niedrigere Stundenleistung im Gasjahr 2014 ist auf eine geringere Kapazitätsbuchung der Exit Kapazitäten für die Speicher zurückzuführen. Die Struktur der Einspeichertransporte ist in den Gasjahren 2014 bis 2016 in etwa die gleiche. Im Gasjahr 2015 wurde vor allem bei einem Absatz im Verteilergelände kleiner 800.000 Nm³/h eingespeichert.

Derzeit bestehen keine Kapazitätsengpässe bei der Einspeicherung.

Diagramm 17: Vergleich der Exit Transporte aus dem Verteilergelände in die Speicher (ohne Speicher Wien) in den Gasjahren 2013 bis 2016 (bis 1.6.2016)



Quelle: AGGM/NK/2016

Speicher Haidach

Die Speicherunternehmen astora und GSA hatten Kapazitätserweiterungsanträge für Entry und Exit Kapazitäten am Speicher Haidach gestellt. Nach Fertigstellung der HDL 100 Leitung wurde die entsprechende Kapazität den Speicherunternehmen angeboten. Die Speicherunternehmen haben das Kapazitätsangebot nicht angenommen. Das Projekt zum Anschluss des Speichers Haidach an das Verteilernetz wird daher (zumindest derzeit) nicht durchgeführt.

4.7 Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost

Angesichts der Entry Kapazitätseinschränkungen im Winter 2014/15 haben die Speicherunternehmen eine Verbesserung der Qualität der Standardkapazität gefordert. Eine Verbesserung der Standardkapazität heißt, dass die Kurve des dynamisch festen Anteiles verbessert (d.h. flacher) wird, und somit höhere Ausspeicherraten auch bei niederen Absätzen im Verteilergebiet auf gesicherter Basis durchgeführt werden können. Zwei Speicherunternehmer haben auch konkrete Vorstellungen zur Form der Kurve des dynamisch festen Anteiles übermittelt.

Ein zusätzlicher Bedarf an Standardkapazität besteht derzeit offensichtlich nicht. Zwar wurde in der Datenerhebung für die LFP 2016 ein zusätzlicher Bedarf gemeldet, die frei verfügbare Kapazität jedoch nicht gebucht (siehe Kapitel 2.2.2.2)

In der LFP 2015 hat AGGM auf Basis der Bedarfe ein Maßnahmenpaket geplant, mit dem die Anforderungen der Speicherunternehmen erfüllt werden können. Dieses Maßnahmenpaket besteht aus drei Projekten:

- Projekt 2012/2: Reverseflow Auersthal
- Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten
- Projekt 2012/5: Druckerhebung Oberösterreich

Das Projekt 2012/2 „Reverseflow Auersthal“ dient zur Beseitigung des Engpasses für Speichertransporte im Verteilergebiet. Ziel ist es die Übergabestation vom PVS 2 in die Netz Niederösterreich West 4 Leitung reverseflow fähig auszustatten. Aus Sicht der AGGM ist die Umsetzung des Projektes jedenfalls erforderlich. Im Bescheid zur LFP 2015 hat die ECA dieses Projekt ohne Ausbauschwelle genehmigt.

Wesentlich zur Verbesserung des dynamisch festen Anteiles der Standardkapazität trägt das Projekt 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ bei. Durch eine Erhöhung der Exit Kapazität in Richtung Fernleitung wird das Entry Potential für die Speicher im Verteilergebiet erhöht. Im Rahmen der LFP 2015 wurde gemeinsam mit GCA ein update des Projektes 2012/3 durchgeführt und in Abstimmung mit weiteren Projekten auf der Fernleitungsebene eine optimierte Kapazitätsbereitstellung erarbeitet. In der LFP 2015 wurde dieses Projekt in 2 Optionen entwickelt. Im Bescheid zur LFP 2015 hat die ECA die Option 2 genehmigt. Im Rahmen dieses Projektes ist eine zusätzliche Kapazität von 600.000 Nm³/h zu schaffen (Das Projektblatt wurde entsprechend angepasst). Nach Umsetzung des Projektes steht dann in Summe eine Kapazität von 960.000 Nm³/h FZK am Übergabepunkt PVS 2 → PVS 1 bei einem Druck von 54 barg zur Verfügung.

Wie im Kapitel 2.3 beschrieben wurde für das Projekt ein Zeitverzug von ca. 12 Monaten kommuniziert. Mit der Fertigstellung ist im September 2018 zu rechnen.

Damit die Speicher des hydraulischen Clusters West auch entsprechend an der zusätzlich geschaffenen Kapazität mitpartizipieren können, ist eine Erhöhung des zulässigen Ausspeisedruckes in das Verteilernetz im hydraulischen Cluster West erforderlich.

Die dafür erforderlichen Adaptionen des Netzes werden im Projekt 2012/05 „Druckerhebung Oberösterreich“ umgesetzt. Im Rahmen dieses Projektes werden in insgesamt 17 Ebene 1 Stationen Umbaumaßnahmen durchgeführt, damit ein maximaler Betriebsdruck von 70 barg sichergestellt werden kann. Die Umsetzung des Projektes erfolgt in zwei Ausbausritten.

Ausbauschnitt 1 umfasst alle sicherheitsrelevanten Umbaumaßnahmen, die mit erster Priorität umgesetzt werden (geplante Fertigstellung 10/2017). Ausbauschnitt 2 umfasst alle weiteren Maßnahmen mit einer geplanten Fertigstellung im November 2018.

Der Speicherbetreiber RAG und das Speicherunternehmen RAG ES haben zugesagt Zug um Zug auch die Speicheranlagen so zu adaptieren, dass ein maximaler Betriebsdruck von 70 barg bereitgestellt werden kann. Eine entsprechende gegenseitige Absicherung, dass das Projekt 2012/05 nur dann umgesetzt wird, wenn sich der Speicherbetreiber RAG dazu kommittiert seine Speicheranlagen entsprechend auszubauen wurde vorgesehen.

Die Projekte 2012/3 und 2012/5 beheben den Kapazitätsengpass für Speichertransporte vom Verteilergbiet in die Fernleitungsebene.

Die Auswirkungen der Umsetzung der genehmigten Projekte auf den dynamisch festen Anteil der Standardkapazität ist in den Diagramm 18 und Diagramm 19 dargestellt.

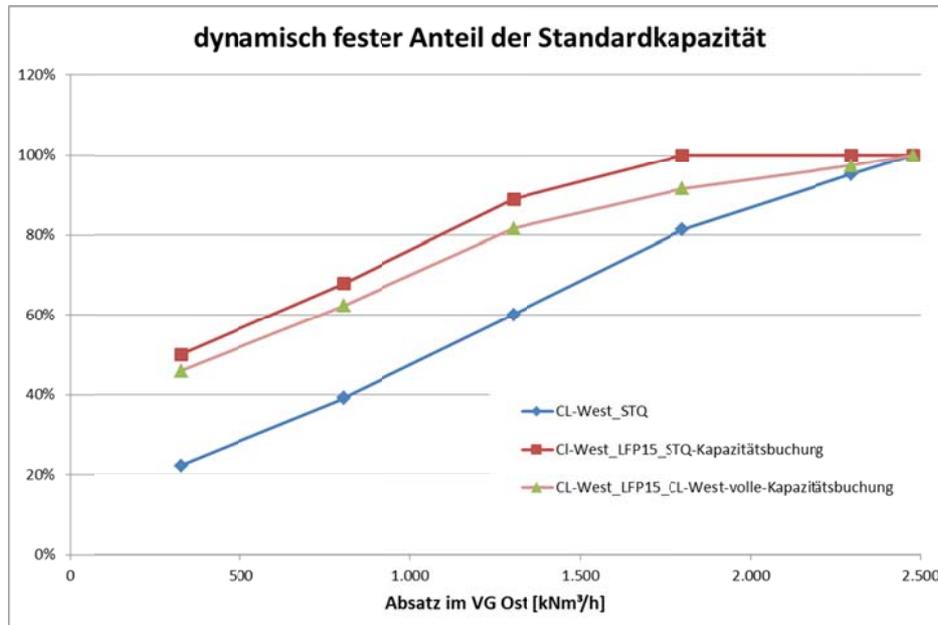
In Diagramm 18 ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo (blaue Linie) und bei Umsetzung der genehmigten Projekte bei derzeitiger Kapazitätsbuchung (rote Linie) bzw. voller Kapazitätsbuchung (hellrote Linie) dargestellt. Wird die gesamte ausgewiesene Standardkapazität gebucht, so reduziert sich der dynamisch feste Anteil. In Diagramm 19 sind dieselben Inhalte für den hydraulischen Cluster Ost dargestellt.

Zu erkennen ist, dass sich die Status Quo Linien (blaue Linie) des dynamisch festen Anteiles des Cluster West und Ost marginal aber dennoch unterscheiden. Bei Umsetzung der genehmigten Projekte und Status Quo Kapazitätsbuchung (rote Linie) gleichen sich die Linien vollkommen an.

Zu erkennen ist, dass die Qualität der Standardkapazität deutlich gesteigert werden kann. Selbst bei geringen Absätzen im Verteilergbiet Ost könnten sehr hohe Gasmengen aus den Speichern in das Verteilernetz eingespeist und Richtung Fernleitung transportiert werden. Beim minimalen Absatz im Verteilergbiet können auf gesicherter Basis 50% der derzeit (1.6.2016) gebuchten nominalen Entry Standardkapazität genutzt werden.

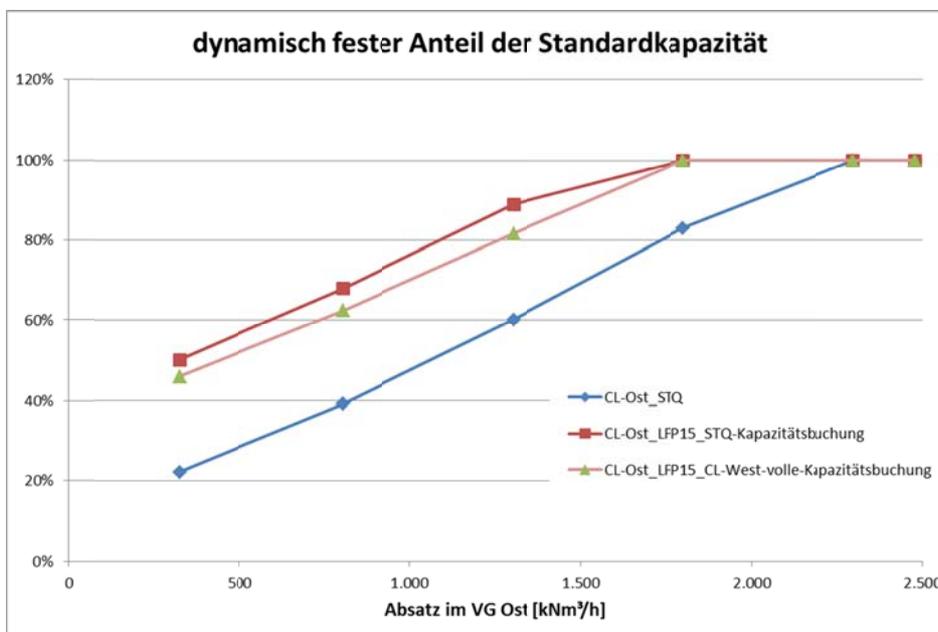
Nur wenn alle drei oben genannten Projekte umgesetzt sind, können die dargestellten Verbesserungen voll ausgeschöpft werden.

Diagramm 18: Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte



Quelle: AGGM/NK/2015

Diagramm 19: Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte

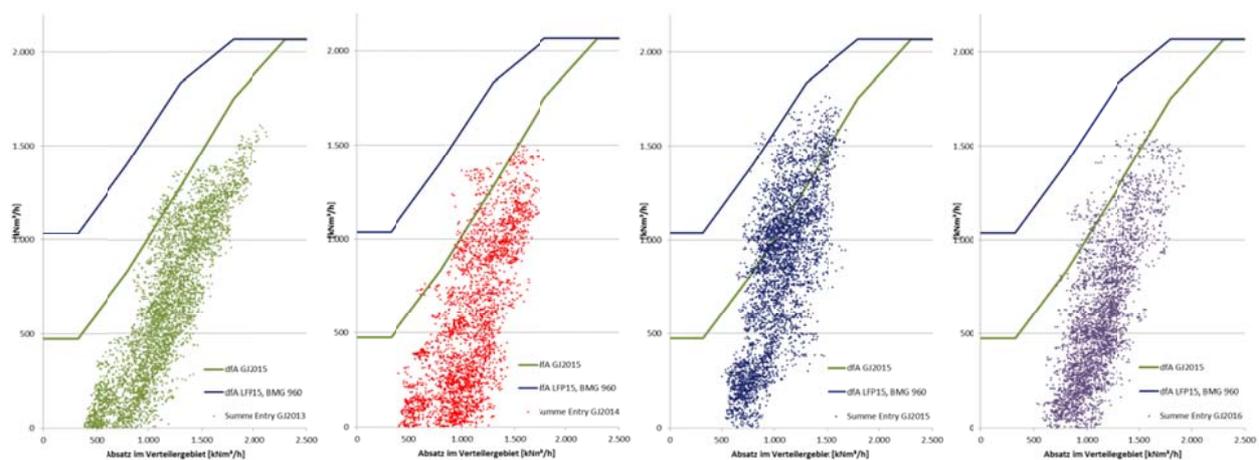


Quelle: AGGM/NK/2015

In Diagramm 20 ist der Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern in das Verteilergesamt in den Gasjahren 2013 bis 2016 (bis 1.6.2016) in Relation zu 2 Versionen des dynamisch festen Anteils der Standardkapazität (Summe für alle Speicherstandorte ohne Speicher Wien) dargestellt. Die grüne Kurve ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität im GY 2015 (dieser ist auch im GY 2016 gültig). Die blaue Linie ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität bei Umsetzung der genehmigten Projekte auf Basis der derzeitigen Kapazitätsbuchung (1.6.2016).

Nach Umsetzung der Projekte 2012/3, 2012/3 und 2013/5 hätten sämtliche Entry Speichertransporte im Winter 2014/15 ohne Einschränkung durchgeführt werden können.

Diagramm 20: Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergesamt in den Gasjahren 2013 bis 2016 (bis 1.6.2016) und der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität im STQ und nach Umsetzung der genehmigten Projekte bei derzeitiger Kapazitätsbuchung (1.6.2016)



Quelle: AGGM/NK/2016

In der AGGM Konsultation zur LFP 2015 hat Netz NÖ eine Stellungnahme eingebracht, in der eine Variantenuntersuchung unter Einbindung der Netz NÖ Südwest 2 Leitung mit Reverseflow in Eggendorf angeregt wurde.

Im Zeitraum zwischen Dezember 2015 und Februar 2016 hat Netz NÖ und AGGM im Rahmen eines gemeinsamen Projekts diese Variante näher untersucht und einen Variantenvergleich zur eingereichten Variante auf Basis einer genaueren Betrachtung erstellt.

Als Ergebnis der Studie wurde festgestellt, dass die in der LFP 2015 eingereichte Variante (Umsetzung der Projekte 2012/2, 2012/3 und 2012/5) sowohl hinsichtlich der Investitionskosten, des Realisierungszeitpunktes als auch hinsichtlich des Erweiterungspotentials der Vorzug zu geben ist.

4.8 Ersatzinvestition Leitung G00 006

Die PVS Leitung G00-006 (DN200, PN64) wurde in einer Länge von 4,2 km im Jahr 1963 von der Übergabestation Aderklaa bis zum Übergabepunkt Deutsch Wagram errichtet. Die Rohrisolation wurde damals dem Stand der Technik nach mit Wickelbandagen aus Bitumen hergestellt.

2013 wurde der Rohrstrang auf Molchbarkeit umgebaut. Es wurde im Wesentlichen die Anpassung der Verrohrung für den Einsatz von transportablen Molchschleusen an den beiden Rohrenden in Aderklaa und Deutsch Wagram durchgeführt.

Im Zuge der Intensivmessung 2014 wurden vom Netzbetreiber GCA massive Schäden über den gesamten Verlauf der G00-006 detektiert. Im Jahr 2014 wurde die Leitung einer intelligenten Molchung unterzogen. Die dabei vorgefundenen Fehler bewegen sich dem Alter der Leitung entsprechend im Rahmen (Metallloss bis 30%). Das Problem stellt die altersbedingt sich abhebende Rohrisolation aus Bitumen dar. Dadurch entsteht zwischen dem Stahlrohr und der Isolation ein Spalt in dem sich Kondenswasser sammelt, und so zunehmend eine Aufrechterhaltung des Kathodenschutzes behindert. Durch die Installation der neuen Isolierstücke 2013 konnte zwar der erforderliche Schutzstrom an den Kathodenschutzspeisestellen wieder erreicht werden. Aus Erfahrung des Netzbetreibers ist davon auszugehen, dass sich der Gesamtzustand in den kommenden Jahren jedoch sehr rasch verschlechtern wird.

Bei einem Rohrdurchmesser von DN200 ist eine wirtschaftliche Sanierung an der Rohrisolation nicht gegeben, da die Grabarbeiten unverhältnismäßig hoch zu den Kosten des Rohrmaterials stehen.

Eine alternative Versorgung der bestehenden Anschlussstellen ist nicht gegeben, weshalb die G00 006 auf der gesamten Länge neu zu verlegen ist. Aus diesem Grund wird das Projekt 2016/02 zur Genehmigung eingereicht.

4.9 Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007

Die PVS Leitung G00-007 (DN200, PN25, Errichtung 1942) führt von Aderklaa nach Süßenbrunn. Über diese Leitung werden 4 Ortschaften versorgt, die Gas Produktion einer Sonde abtransportiert und die Wiener Netze GmbH über die Übergabestelle „Alte Straße“ versorgt.

Der Netzbetreiber GCA hat aufgrund der Ergebnisse einer Intensivmessung und einer Geometriemolchmessung festgestellt, dass der Ersatz der G00 007 im Abschnitt UMS Aderklaa bis S1 Autobahn Kreisverkehr erforderlich ist.

Dieser Teil der Leitung (2,6 km) soll im selben Durchmesser und in der heute üblichen Nenndruckstufe von PN 70 ersetzt werden. Zusätzlich ist eine Stichleitung zur Ortsversorgung Aderklaa (0,4 km) zu ersetzen.

Eine alternative Versorgung der bestehenden Anschlussstellen ist nicht gegeben, weshalb die G00 007 auf dem genannten Teilstück neu zu verlegen ist. Aus diesem Grund wird das Projekt 2016/03 zur Genehmigung eingereicht.

4.10 Ersatzinvestition Leitung G00 011

Die G00-011 ist eine bitumenisolierte Erdgashochdruckleitung DN300, PN64, welche 1942 bis 1944 als Treibstoffleitung errichtet wurde. Die Leitung ist ca. 51 km lang und führt von Auersthal nach Laa an der Thaya. Im Verlauf werden zehn Ortsversorgungen der Netz Niederösterreich GmbH, der Netz Niederösterreich Nordring über Ladendorf, die Liftgasversorgung von EP AUT und das Gebiet Laa an der Thaya versorgt.

Die Leitung wurde 1998 auf Molchbarkeit umgebaut und mit einem intelligenten Molchequipment untersucht. Der Netzbetreiber GCA hat aufgrund des hohen Alters, und des schlechten Zustandes der Rohrisolierung und der dadurch immer häufiger auftretenden Korrosionen festgestellt, dass ein Betrieb der Leitung über das Jahr 2020 hinaus nicht möglich ist.

Zwischenzeitlich wurde die Leitung vor allem im Bereich der Ortschaften und an einigen anderen Stellen generalsaniert, wie zum Beispiel:

- Neuverlegung durch die Gemeindegebiete 600lfm in Ladendorf, 400lfm in Gnadendorf, 400lfm in Schletz und 300lfm in Gaubitsch, wobei die ursprüngliche Trasse, die durch die Ortschaften führte, verlegt wurde.
- 2,4 km Leitung wurden vor der Übergabestation Laa aufgrund hoher Korrosion erneuert
- die Leitungsstücke in den Überschubrohren der Bahn- und Straßenquerungen wurden ersetzt.

Aufgrund fehlender alternativer Versorgungsmöglichkeiten (weder die Anbindung der Ortsversorgungen an die geplante BACI noch an den geplanten Baumgarten Brezlav Interconnector stellen weder räumlich noch zeitlich eine echte Alternative dar) sind die derzeit noch nicht erneuerten Teile der G00 0011 in der gleichen Dimension zu ersetzen. Aus diesem Grund wird das Projekt 2016/03 zur Genehmigung eingereicht.

Bei den bis dato durchgeführten Planungen zur Erneuerung der G00 011 wurde eine stellenweise Neutrassierung festgelegt. Eine Trassenführung durch besiedeltes Gebiet soll so gut wie möglich vermieden werden. In der Detailplanung werden Überlegungen angestellt, ob einzelne Ortsversorgungen zusammengefasst werden können. Grundsätzlich ist geplant, dass die Ortsversorgungen über standardisierte Schieberstationen mit beidseitiger Anspeisemöglichkeit versorgt werden.

Die Umsetzung wird nach derzeitiger Planung in drei Bauabschnitten erfolgen, wobei die Umschlussarbeiten Unterbrechungen von bis zu 2 Tagen nach sich ziehen werden.

Netz Niederösterreich GmbH, der tschechische Netzbetreiber RWE Gasnet und AGGM arbeiten derzeit an der Erstellung des Netzkoppelvertrages am Grenzübergabepunkt Laa. Unter anderem ist es Ziel Regelungen zu finden, damit gegenseitige Aushilfslieferungen zwischen den Netzbetreibern bei Leitungsunterbrechungen erfolgen können.

4.11 Ersatzinvestition G00 003 und G00 020

GCA hat für die Leitung G00 003 von Baumgarten nach Mannswörth Ersatzinvestitionsprojekte vorgelegt. Grund für die Ersatzinvestitionen sind Isolationsschäden, die vor allem in den Leitungssegmenten von Baumgarten bis Hubertusdamm nicht mehr wirtschaftlich punktuell behoben werden können. In diesem Leitungsabschnitt ist die bestehende Leitung aus Sicherheitsgründen zu ersetzen oder außer Betrieb zu nehmen.

G00 003 Leitungssegment Baumgarten – Rutzendorf: Baujahr 1957, Länge: 21,84 km, DN300.
Dieses Leitungssegment soll liquidiert werden.

G00 003 Leitungssegment Rutzendorf – Mühlleiten: Baujahr 1957, Länge: 7,1 km, DN300.
Im Konzept vom Herbst 2015 ist vorgesehen dieses Leitungssegment in DN 300 zu ersetzen. Als Umsetzungszeitpunkt war 7/2016 bis 4/2017 vorgesehen.
Investitionskosten [REDACTED] [BGG].

G00 003 Leitungssegment Mühlleiten – Hubertusdamm: Baujahr 1957, Länge 3,9 km, DN 300.
Im Konzept vom Herbst 2015 ist vorgesehen, die gesamte Leitung durch den Nationalpark in der Dimension DN 300 zu ersetzen. Als Umsetzungszeitpunkt ist 7/2016 bis 4/2017 vorgesehen. Es ist geplant, dieses Projekt gemeinsam mit dem Ersatzprojekt G00 020 Leitungssegment Mühlleiten – Barbarabrücke umzusetzen. Nach Angaben der GCA ist die Umsetzung dieser beiden Projekte mit der Nationalparkverwaltung abgestimmt. Alle behördlichen Genehmigungen liegen vor.
Investitionskosten [REDACTED] [BGG] inkl. Ersatz G00 020 Mühlleiten - Barbarabrücke.

G00 003 Leitungssegment Hubertusdamm – Mannswörth: Baujahr 1971, Länge 5,9 km, DN 250/300.
Im Konzept vom Herbst 2015 ist vorgesehen an diesem Leitungssegment punktuell Isolationsschäden zu beheben und die Leitung im Bereich der Produktenbrücke bis Mannswörth auf Molchbarkeit zu ertüchtigen. Es ist vorgesehen dieses Projekt zwischen 10/2016 und 5/2017 durchzuführen.
Investitionskosten [REDACTED] [BGG].

GCA hat für die Leitung G00 020 von Baumgarten nach Schwechat am 6.6.2016 ein Konzept für Ersatzinvestitionsprojekte vorgelegt.

G00 020 Leitungssegment Baumgarten – Rutzendorf: Baujahr 1971, Länge: 21,84 km, DN 400.
Bei der Verlegung im Jahr 1971 wurde das Rohr mit einer damals neuen Technologie mittels einer PE Isolierung beschichtet. Über die Jahrzehnte haben sich die damals eingesetzten Weichmacher aus dem Rohrisolationsmaterial verflüchtigt, worauf Rissbildungen festzustellen sind. Solange das KKS Schutzpotential mit kleineren Reparaturen aufrechterhalten werden kann, wird die Leitung in diesem Abschnitt so in Betrieb gehalten. GCA hat mitgeteilt, dass mit einer Ersatzinvestition in den nächsten 5 bis 10 Jahren zu rechnen ist. Nach dem Konzept der GCA soll die Leitung in derselben Dimension ersetzt werden.
Investitionskosten [REDACTED] [BGG].

G00 020 Leitungssegment Rutzendorf - Mühlleiten: Baujahr 1971, Länge: 7,1 km, DN 400.
Auch dieses Leitungssegment muss aufgrund von drohenden Isolationsschäden in den nächsten 5 bis 10 Jahren ersetzt werden. Geplant ist eine Neuverlegung in der selben Dimension vorwiegend in der Bestandstrasse. Im Bereich des verbauten Gebietes ist

eine neue Trassenführung geplant. Darüber hinaus wurden auch Überlegungen angestellt, die Leitung bei Bedarf mit einem größeren Durchmesser zu ersetzen. Investitionskosten [BGG].

G00 020 Leitungssegment Mühlleiten - Barbarabrücke: Baujahr 1971, Länge: 3,8 km, DN 400. Die Ersatzinvestition entspricht dem Konzept vom Herbst 2015. Es ist geplant, dieses Leitungssegment gemeinsam mit dem Leitungssegment G00 003 Mühlleiten – Hubertusdamm zu erneuern. Grund dafür ist ein Abkommen mit der Nationalparkverwaltung, wonach im Bereich des Nationalparks nur einmal ein Eingriff erfolgen soll. Geplant ist die Leitung G00 003 DN300 und die Leitung G00 020 DN400 in einer Trasse zu verlegen, wodurch ein Synergiepotential durch die gemeinsame Verlegung gehoben werden kann. Die Durchführung der Maßnahme ist für 10/2016 bis 3/2017 geplant. Investitionskosten siehe Ersatzprojekt G00 003 Mühlleiten - Hubertusdamm.

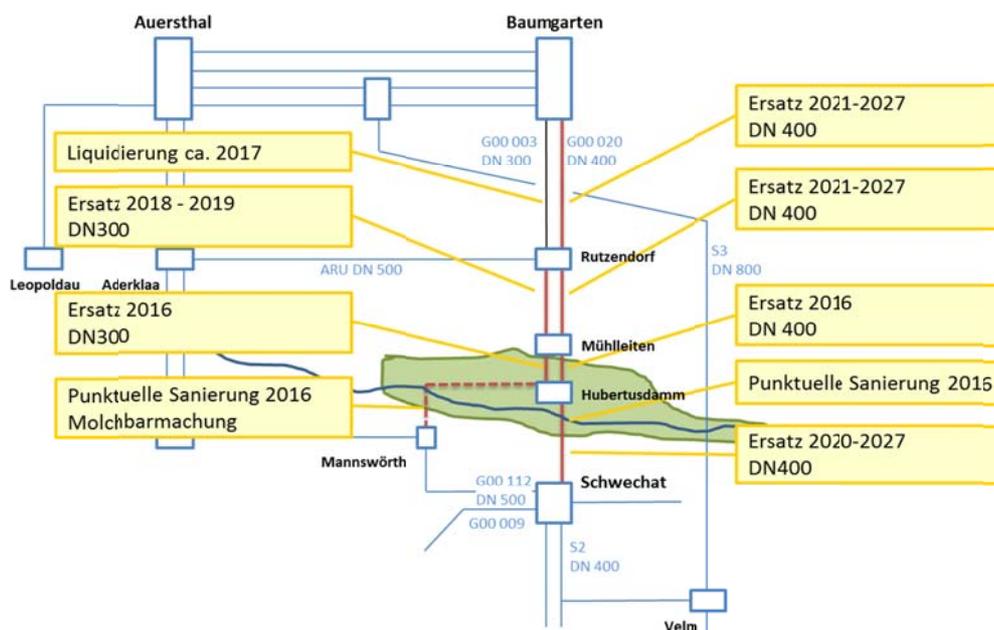
G00 020 Leitungssegment Barbarabrücke - Schwechat: Baujahr 1958, Länge: 4,4 km, DN 400. Dieses Leitungssegment wurde im Jahr 1958 errichtet und mit einer Bitumenisolation versehen. Es ist bereits jetzt absehbar, dass dieses Leitungssegment zu erneuern ist.

Im Konzept vom Herbst 2015 ist eine punktuelle Sanierung der Isolation vorgesehen. Die Arbeiten wurden bereits durchgeführt.

Im Konzept vom 6.6.2016 ist eine Kompletterneuerung ab dem Jahr 2020 vorgesehen, wobei die Donau und die Schwechat mit einem Dücker gequert werden. Weiters ist es erforderlich im Bereich des Flughafen Schwechat die Leitungstrasse aufgrund der geplanten 3. Landebahn zu verlegen.

Investitionskosten [BGG] ohne Abtragung der Barbarabrücke

Abbildung 6: von GCA eingebrachte Ersatzmaßnahmen



Quelle: GCA/2015, 2016

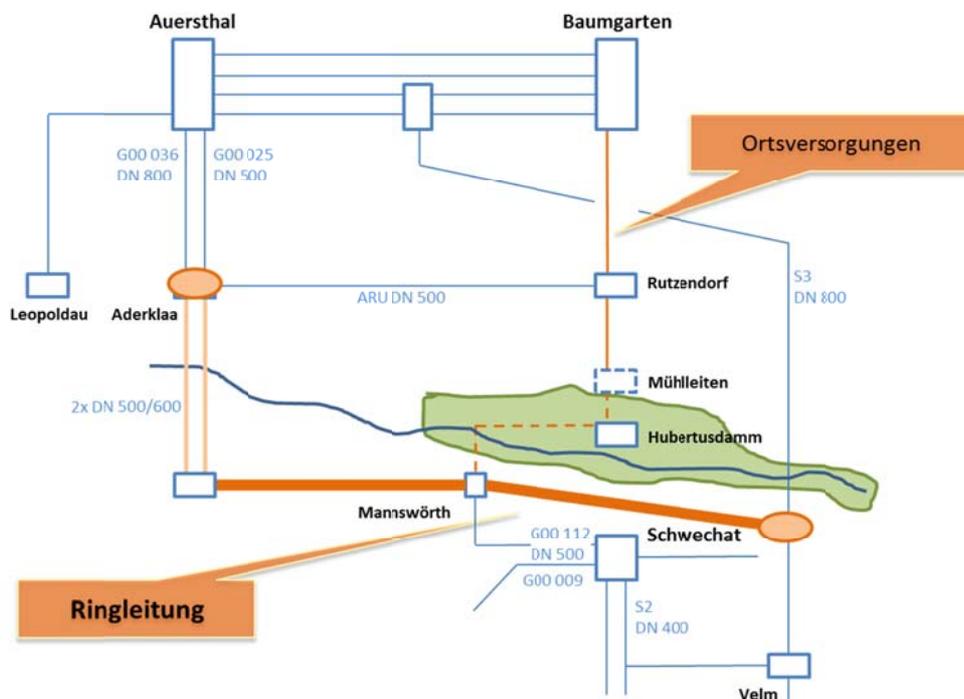
Als Fazit kann zusammengefasst werden, dass das gesamte Leitungssystem zwischen Baumgarten und Schwechat (G00 003 und G00 020) in den nächsten 10 Jahren ersatzbedürftig ist. Das Gesamtinvestitionsvolumen beträgt ca. [REDACTED] [BGG] (exkl. Liquidierung der Barbarabrücke).

AGGM hat angeregt, bevor alle Ersatzinvestitionen getätigt werden auch andere mögliche Varianten umfassend zu prüfen und derzeit nur die unmittelbar erforderlichen Ersatzinvestitionen durchzuführen, damit das für die Versorgung der Endkunden erforderliche Leitungsnetz sicher betrieben werden kann.

Insbesondere ist zu prüfen, ob nicht die geplante sehr teure Ersatzinvestition der G00 020 von Hubertusdamm bis Schwechat, die einen Dücker durch die Donau vorsieht, durch andere Maßnahmen ersetzt werden kann.

Beispielsweise könnte eine Ringleitung errichtet werden, die alle großen Absatzpunkte der Region (Kraftwerk Donaustadt, Knoten Simmering, Raffinerie) über eine potente Leitung miteinander verbindet, die zwischen zwei starken Anschlusspunkten eingespannt ist. Der eine Anschlusspunkt ist Aderklaa der mit einer Leitung DN800 an Auersthal angebunden ist, der zweite Anschlusspunkt ist die neu errichtete Süd 3 Leitung bei Fischamend. Die Errichtung eines derartigen Ringes würde die Versorgungssicherheit der großen Absatzpunkte deutlich erhöhen. Die Errichtung einer neuen Leitung zwischen Fischamend und Mannswörth (ca. 12,5 km) und Mannswörth und Knoten Simmering (ca. 6 km) wäre dazu erforderlich. Eine Donauquerung wäre dadurch nicht erforderlich.

Abbildung 7: Projektidee Ringleitung



Quelle: AGGM/NK/2016

Die Ortsversorgungen entlang der Trasse G00 003 und G00 020 müssen jedenfalls weiter versorgt werden können, was mittelfristig eine Ersatzinvestition auf der bestehenden Trasse nach sich zieht.

AGGM wird deshalb die Netzbetreiber GCA, Netz Niederösterreich und Wiener Netze zu einer gemeinsamen Projektgruppe einladen und gemeinsam mit den Netzbetreibern eine Variantenuntersuchung durchführen. Es ist geplant, die Ergebnisse im Rahmen der LFP 2017 der Behörde vorzulegen.

Wie oben erwähnt, sollen derzeit nur die unmittelbar erforderlichen Ersatzinvestitionen durchgeführt werden. Jedenfalls sind die G00 020 auf der gesamten Leitungslänge von Baumgarten bis Schwechat und die G00 003 von Hubertusdamm bis Mannswörth zu erhalten. Auf diesen Leitungssegmenten ist der volle uneingeschränkte und sichere Betrieb zu gewährleisten, bis eine mögliche andere Alternative geplant, evaluiert, genehmigt und errichtet ist, was zumindest 5 bis 7 Jahre in Anspruch nehmen wird, da Leitungstrassen im Umland von Wien schwer zu sichern sind.

Damit das Leitungssegment der G00 003 vom Hubertusdamm bis Mannswörth sicher betrieben werden kann, muss die Leitung gemolcht werden können, was voraussetzt, dass an den Enden der Leitung Molcheinrichtungen platziert werden. Die Errichtung einer Molchstation bei der Schiebergruppe Hubertusdamm ist von der Nationalparkverwaltung nicht genehmigt worden, es wurde sogar die Forderung gestellt, dass die Schiebergruppe Hubertusdamm außerhalb des Nationalparks platziert wird. Dies bedingt, dass die G00 003 zumindest ab Mühlleiten (knapp außerhalb des Nationalparks) bis Mannswörth aus betrieblichen Gründen erhalten werden muss. Aus strategischen Gründen befürwortet die AGGM jedoch die G00 003 ab Rutzendorf zu ersetzen. Die Investitionskosten für das Leitungssegment Rutzendorf – Mühlleiten halten sich mit [BGG] in Grenzen, dafür wird aus Sicht der Versorgungssicherheit ein deutlicher Mehrgewinn erzielt. So kann die G00 003 über die ARU Leitung komplett getrennt von der G00 020 betrieben werden. Ein weiterer dringender Ersatzbedarf besteht entlang der G00 020 im Bereich der Großen Furth im Nationalpark Donau Auen. Da die G00 020 jedenfalls bis zur Errichtung einer möglichen Alternativvariante in Betrieb gehalten werden muss, ist das 3,9 km lange Segment durch den Nationalpark unmittelbar zu ersetzen. Es ist geplant, die G00 003 und G00 020 in einer Trasse durch den Nationalpark zu führen.

Als weitere unmittelbar umzusetzende Maßnahme sollen im Leitungssegment G00 003 Hubertusdamm – Mannswörth einzelne Isolationsschäden punktuell erneuert werden. Zusätzlich wird die Molchbarmachung der gesamten Leitung hergestellt, indem die bestehende Molchschleusenstation Finsterbuschgasse nach Mannswörth verlegt wird, die Schiebergruppe in der Finsterbuschgasse liquidiert wird und alle Rohrbögen auf Molchbarkeit geprüft und falls erforderlich getauscht werden.

Die oben beschriebenen unmittelbaren Maßnahmen werden im Projekt 2016/4 „Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020“ zur Genehmigung und Umsetzung eingereicht.

Nachdem alle Ortsversorgungen von der G00 003 auf die G00 020 umgeschlossen worden sind, kann das Leitungssegment G00 003 von Baumgarten nach Rutzendorf außer Betrieb genommen werden.

4.12 Erneuerung Filterkonzept Baumgarten

Ziel des Projektes ist es einen effizienten Schutz aller gastechnischen Einrichtungen, insbesondere Messungen, Regelungen und Verdichteranlagen, vor möglichen Verunreinigungen im Gas sicherzustellen.

Bis dato wurden Filtereinrichtungen vor jeder zu schützenden gastechnischen Einrichtung vor allem in klassischer „Hauptflussrichtung“ platziert. Durch die Diversifizierung der Fahrweisen in Baumgarten ist ein neues Filterkonzept geplant, welches vorsieht, dass alle eingehenden Leitungen am Rand von Baumgarten gefiltert werden. Somit kann sichergestellt werden, dass alle gastechnischen Einrichtungen in Baumgarten gut geschützt sind.

Es ist vorgesehen an den Leitungen G00 040, G00 035, G00 030 und G00 023 Filterseparatoren zu errichten. Aus diesem Grund wird das Projekt 2016/05 „Erneuerung Filterkonzept Baumgarten“ eingereicht.

4.13 Versorgungssicherheit Salzburg

Die Salzburg Netz GmbH hat vor dem Hintergrund der verheerenden Unwetter im Frühsommer 2013, die auch Gasleitungen betroffen haben, eine Naturgefahrenstudie erstellt. Ergebnis der Studie war, dass die Sicherung der Salzburger Leitungen durch diverse vorbeugende bauliche Schutzmaßnahmen gegen Gefahren durch Hochwässer, Muren und Steinschlag zweckmäßiger ist, als die Erhöhung der Versorgungssicherheit durch die Errichtung der Hochfilzenleitung. Die Salzburg Netz GmbH wird aus diesem Grund die Errichtung dieser Leitung nicht betreiben. Als weitere Maßnahme plant die Salzburg Netz GmbH das letzte Leitungssegment im Pinzgau (Bruck a. d. Großglocknerstraße bis Saalfelden) in den Sommermonaten (das sind die Monate mit den höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit einer Bedrohung aus Naturgefahren) mit einem Druck von 70 barg zu betreiben. Dies wird ermöglicht, indem das letzte Leitungssegment über einen kleinen Elektroverdichter versorgt wird. Im Fall eines Leitungsschadens an der mit ca. 10 barg betriebenen Leitung (die höchsten Naturgefahren liegen im Leitungsabschnitt Schwarzach bis Bruck a.d. Großglocknerstraße) reicht das Linepack des letzten Leitungssegmentes aus, um für ca. 2 Tage die Endkunden versorgen zu können.

AGGM begrüßt diese Maßnahmen der Salzburg Netz GmbH zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

5 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2016

Aufgrund der im Kapitel 03 dargestellten Kapazitätssituation sowie der in Kapitel 4 beschriebenen Maßnahmenvorschläge ist die Umsetzung der in Kapitel 5.1 und in Kapitel 5.2 aufgelisteten Projekte erforderlich. Zusätzlich zur Angabe der wichtigsten Projektdaten in den Übersichtstabellen erfolgt in der letzten Spalte eine Kennzeichnung, ob die Projekte auf Basis von Kapazitätserweiterungsverträgen, auf Basis von Kapazitätserweiterungsanträgen oder auf Basis von erforderlichen Netzausbauten beantragt werden.

Zu jedem Projekt erfolgt im Anhang 1 eine Detailbeschreibung in Form eines standardisierten Projektblattes. In diesem Projektblatt werden die wichtigsten Daten eines jeden Projektes übersichtlich dargestellt.

Erfolgt die Einreichung eines Projektes auf Basis eines Variantenvergleiches, so werden die Kosten von AGGM mithilfe von Einheitskosten ermittelt, welche in die Variantenbewertung einfließen. Diese Kosten werden im Feld Ökonomische Bewertung eingetragen. Die ermittelten Kosten stellen keine Budgetwerte dar, sondern dienen dem Variantenvergleich und sind nur eine Abschätzung der zu erwartenden Kosten.

Für andere Projekte erfolgt die Kostenabschätzung entweder vom umsetzenden Netzbetreiber oder von der AGGM. In den Projektblättern wird angeführt, wer die Kostenabschätzung durchgeführt hat. Es wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass diese Kostenabschätzungen keine Budgetwerte sind.

Bei jenen Projekten, die im Rahmen der LFP 2016 eingereicht werden und denen ein öffentliches Interesse zukommen soll, wird der Grund des öffentlichen Interesses explizit angeführt.

5.1 Fortführung von bereits genehmigten Projekten

In Tabelle 11 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus der Langfristigen Planung 2015 weitergeführt werden.

Tabelle 11: Fortführung von bereits genehmigten Projekten

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status	
<i>Weiterführung von bereits genehmigten Projekten</i>					
2012/02	Reverseflow Auersthal	GCA	9/2017	in Umsetzung	NA
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2018	in Umsetzung	NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA erforderlicher Netzausbau

Quelle: AGGM/NK/2016

5.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge

In der LFP 2016 gibt es zwei bereits genehmigte Projekte mit Abänderungsaufträgen. Zusätzlich werden fünf neue Projekte beantragt.

Tabelle 12: Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status	
Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen					
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	9/2018	in Umsetzung	NA
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	11/2018	in Umsetzung	NA
Neue Projekte					
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2019	eingereicht	NA
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA	12/2017	eingereicht	NA
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	3/2020	eingereicht	NA
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA	12/2017	eingereicht	NA
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA	12/2017	eingereicht	NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA erforderlicher Netzausbau

Quelle: AGGM/NK/2016

5.3 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2016

In Tabelle 13 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2016 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 13: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2016

Die letzte Spalte der Tabelle unterliegt den Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

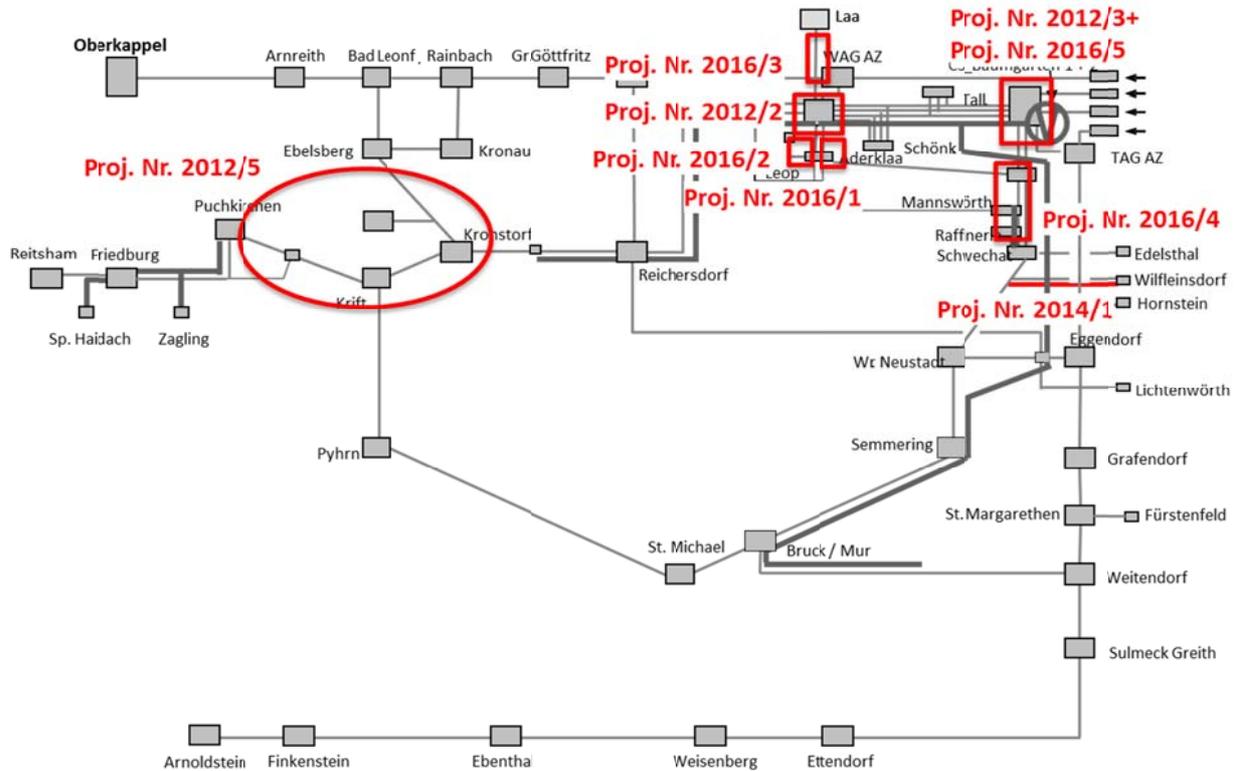
Projekte der LFP 2016						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung	Status	Änderung der CAPEX zur LFP 2015	CAPEX [Mio. €] [BGG]
2012/02	Reverseflow Auersthal	GCA	9/2017	in Umsetzung	nein	Betriebs- und Geschäftsgeheimnis
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	9/2018	in Umsetzung	nein	
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	11/2018	in Umsetzung	nein	
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2018	in Umsetzung	nein	
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2019	eingereicht	---	
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA	12/2017	eingereicht	---	
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	3/2020	eingereicht	---	
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA	12/2017	eingereicht	---	
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA	12/2017	eingereicht	---	
Summe						
Projekte mit Status: in Umsetzung						
Projekte mit Status: eingereicht						

Quelle: AGGM/NK/2016

5.4 Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2016

Um einen besseren Überblick über die Projekte in der Langfristigen Planung 2016 zu erhalten, wurde in Abbildung 8 eine geografische Übersicht der Projekte dargestellt.

Abbildung 8: Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2016



Quelle: AGGM/NK/2016

5.5 Risikobewertung der Projekte aus der LFP 2016

Auf Wunsch der ECA wurde erstmals in der LFP 2015 eine qualitative Risikobewertung der Projekte in Form von 4 Risikokategorien hinsichtlich der finanziellen Auswirkungen durchgeführt. In der nachfolgend dargestellten Tabelle sind die 4 Risikokategorien kurz umrissen.

In Tabelle 15 sind die 4 Risikokategorien für jedes LFP Projekt in drei Risikobereiche eingeteilt. Es wurde qualitativ auf Basis der Erfahrungen der Netzbetreiber in „Risiko hoch“, „Risiko mittel“ und „Risiko nieder“ eingeteilt.

Tabelle 14: Risikokategorien

Risikokategorien
<p>HSE Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unfall mit Personen-, Sach-, Umweltschaden • Einbruch auf der Baustelle • Verkehr • Emissionen • Reputation
<p>Technische Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Surface / Subsurface • Infrastruktur & Bestandsanlagen • Qualität (Material, Bau/Inbetriebnahme, Gasqualität) • Neue Technologien • Betrieb (Bedienbarkeit, Wartbarkeit, Verfügbarkeit, etc.)
<p>Wirtschaftliche Risiken</p> <ul style="list-style-type: none"> • Lieferanten, Partner • Vertragsgestaltung, Claim Management • Märkte • Versicherungen • Wirtschaftlichkeit
<p>Projektumfeld</p> <ul style="list-style-type: none"> • Rechtliche Rahmenbedingungen, Behörden, Servitute • Stakeholder & Politisches Umfeld • Grundstück (Querungen, Kriegsrelikte, BDA, etc.) • Naturereignisse • Andere Projekte

Quelle: Systematik GCA /2015

Tabelle 15: Risikobewertung der Projekte der LFP 2016

Projekte der LFP 2016						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	HSE Risiken	Technische Risiken	Wirtschaftliche Risiken	Projektumfeld
2012/02	Reverseflow Auersthal	GCA				
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA				
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ				
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ				
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA				
2016/02	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	GCA				
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA				
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA				
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA				

Risiko hoch

Risiko mittel

Risiko nieder

nicht spezifiziert

Quelle: Projektträger /2016

Wie in Tabelle 15 ersichtlich werden die Risiken hinsichtlich der finanziellen Auswirkungen bei der Projektumsetzung unterschiedlich eingeschätzt. Es ist auch ersichtlich, dass Projekte, die bereits weiter fortgeschritten sind, tendenziell mit einem geringeren Risiko gesehen werden. Projekte, die noch nicht umgesetzt werden, werden tendenziell mit einem höheren Risiko bewertet, da noch keine risikomindernden Maßnahmen ergriffen wurden, möglicherweise Risiken noch gar nicht bekannt sind.

Im Folgenden sind die Risiken für jedes Projekt näher beschrieben, wobei die Beschreibungen vom Projektträger direkt ohne Abänderung übernommen wurden:

	2012/2	2016/01	2016/02	2016/03	2016/04	2016/05
	Reverseflow Auersthal	Ersatzinvestition Leitung G00 006	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020 Baumgarten	2016/05 Erneuerung Filterkonzept Baumgarten
	Risiko immer Vorhanden	Kein Risiko	Risiko immer vorhanden	Kein Risiko	Risiko immer vorhanden	Risiko immer vorhanden
HSE Risiken	Unfall mit Personen-, Sach-, Umweltschaden	Kein Risiko	Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Kein Risiko	Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden
	Einbruch auf der Baustelle	Kein Risiko	Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Kein Risiko	Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden	Kein Risiko, da Stationszaun vorhanden
	Verkehr	Kein Risiko	Geringes Risiko ist zu berücksichtigen	Kein Risiko	Geringes Risiko ist zu berücksichtigen	Kein Risiko
	Emissionen	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Reputation	Anrainer	Anrainer	Anrainer	Anrainer	Anrainer
	Surface / Subsurface	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kontaminiertes Erdreich
	Infrastruktur & Bestandsanlagen:	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Bestandsleitungen und diverse Einbauten im Untergrund
Technische Risiken	Qualität (Material, Bau/Inbetriebnahme, Gasqualität)	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Derzeit kein technisches Risiko
	Neue Technologien:	Kein Risiko, es werden keine Neuen verwendet	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko, es werden keine Neuen verwendet
	Betrieb (Bedenbarkeit, Wartbarkeit, Verfügbarkeit, etc.)	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt	Kein Risiko, wird im Zuge der Planung berücksichtigt
	Lieferanten, Partner	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
Wirtschaftliche Risiken	Vertragsgestaltung	Geringes Risiko Long Lead Items	Geringes Risiko Long Lead Items			
	Märkte	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Versicherungen	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Wirtschaftlichkeit	Derzeit kein Risiko da Setup Phase	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko
	Rechtliche Rahmenbedingungen, Behörden, Servitute	Kein Risiko	Kein Risiko	Kein Risiko, da Umtrassierungen erforderlich	Kein Risiko	Kein Risiko
	Stakeholder & Politisches Umfeld	Abstimmung mit Netz Niederösterreich	Abstimmung mit Netz Niederösterreich	Abstimmung mit Netz Niederösterreich	Abstimmung mit Netz Niederösterreich, Nationalpark Donauauen, MA49, MA22, MA58, MA31 und MA45	Kein Risiko
Projekturnfeld	Grundstück (Querungen, Kriegsrelikte, BDA, etc.)	Kein Risiko, da in der Station geplant	Kein Risiko Bestandstrasse	geringes Risiko, da Umtrassierungen erforderlich	geringes Risiko da Bestandstrasse	Kein Risiko, da die geplante Modifikation in der Station erfolgt
	Naturereignisse	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen	Witterungsbedingt kann es zu Bauverzögerungen kommen			
	Andere Projekte	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen	mögliche Umbaumaßnahmen sind zu berücksichtigen			

Projekt 2012/5: Druckanhebung Oberösterreich

HSE Risiken – Risiko: nieder

Unfall mit Personen-, Sach- und Umweltschaden ist möglich.

Technische Risiken – Risiko: hoch

Erst nach der Ausführung und Bewertung der intelligenten Molchung kann die Integrität der HDL 017 und der HDL 017/3 bestätigt werden. Sanierungen von Leitungsteilen können zu einer Verzögerung führen (Maßnahmen Nr.: 12 und 13);

Unvorhergesehene Untergrundverhältnisse, notwendige Zwischenversorgungen je nach Absatz und Durchführungszeitpunkt;

Zeitliche Abstimmung der Großverbraucher für Einbindearbeiten sind erforderlich;

Lieferzeiten bei Filtern und Vorwärmern.

Wirtschaftliche Risiken – Risiko: mittel

Eingeschränkte Lieferantenauswahl für spezielle Einbauteile.

Projektumfeld – Risiko: mittel

Einholung von Zustimmungserklärungen für den Grundeinkauf;

Verzögerung in der Auftragsvergabe aufgrund von Einsprüchen unterlegener Bieter.

Projekt 2014/1: Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf

HSE Risiken - Risiko mittel:

Das Risiko hinsichtlich Health, Safety & Environment kann nie ganz ausgeschlossen werden. Die gegenständliche 13 km lange Trasse geht auch durch naturschutzrechtlich sensibles Gebiet, wo es keine lokalen Ausweichmöglichkeiten gibt. Durch Abstimmungen mit der Behörde und dem Einsatz von grabenlosen Verfahren wird jedoch versucht die Eingriffe möglichst klein zu halten.

Technische Risiken – Risiko nieder:

Die Trasse wurde schon in Parzellengenauigkeit festgelegt und geologische Bodenerkundungen durchgeführt. Auf Grund der Erfahrungen der Netz NÖ und Erhebung der Baugrundgegebenheiten kann auf Technische Risiken gut reagiert werden.

Wirtschaftliche Risiken – Risiko nieder:

Die Baubranche zeigt derzeit keine volle Auslastung, was Marktpreise erwarten lässt. Wenn die Leistungen in den Ausschreibungsunterlagen ausreichend und lückenlos beschrieben sind kann davon ausgegangen werden das das wirtschaftliche Risiko gering zu halten ist.

Projektumfeld – Risiko mittel:

Das gesamte Projektumfeld kann nie zur Gänze abgegrenzt werden. Durch die durchgeführten Erhebungen von Einbauten, geologischen Gegebenheiten, Trassenwahl, Einholung der Zustimmungen kann das Risiko als mittel eingestuft werden.

6 Kapazitätsausweis für das Jahr 2017

Der Kapazitätsausweis 2017 wurde auf Basis des von der E-Control Austria am 15.4.2014 genehmigten „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ gerechnet.

Das „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ beschreibt den Prozess und die Systematik wie Kapazitäten innerhalb des Verteilergebietes berechnet und ausgewiesen werden. Die konkreten für die Berechnung der Kapazitäten verwendeten Eingangsparameter werden im Anhang 2 „Simulationsparameter Kapazitätsausweis“ dargestellt.

Tabelle 16: Kapazitätsausweis 2017

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Kapazitätsausweis 2017 für das Marktgebiet Ost					ausweisbare Kapazität 2017	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare Kapazität Cluster Ost				13.839.023	6.770.930	
frei verfügbare Kapazität Cluster West				839.538	2.272.665	
Speicher						
Cluster Ost						
Speicher Wien	Wiener Netze	Wiener Erdgasspeicher	25W-SPWIEN-WEG-J			Betriebs- und Geschäftsgeheimnis
SP NÖ	GCA	OGSA	25W-SPNO-OMV--Z			
Cluster West						
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPHAN-OMV-G			Betriebs- und Geschäftsgeheimnis
Pudkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCH-RAGA			
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV			
7 Fields/Zagling	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-GS-6			
Nussbaum/Zagling	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-Q			
Haidach	Netz Oberösterreich	astora	25W-SPHAID-AST-Z			
Haidach	Netz Oberösterreich	GSA	25W-SPHAID-GAZ-M			
Summe				23.388.513	15.533.039	
Produktion						
virt. Summe	GCA	OMV	25W-PRODNO-OMV-5			Betriebs- und Geschäftsgeheimnis
virt. Summe	Netz Niederösterreich	OMV	AGGM-PRODEVN-OMV			
Pudkirchen	Netz Oberösterreich	RAG	AGGM-PRODFUC-RAG			
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG	AGGM-PRODFAH-RAG			
virt. Sonst	Netz Oberösterreich	RAG	25W-PRODOO-RAG-1			
virt. Summe	Salzburg Netz	RAG	25W-PRODSBG-RAGE			
virt. Summe	Netz Niederösterreich	RAG	25W-PRODNO-RAG-9			
Summe				1.564.539		
Biogas						
Asten	Linz Gas Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ASTEN-T			Betriebs- und Geschäftsgeheimnis
Bruck / Leitha	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-BRLCK--7			
Engerwitzdorf	Netz Oberösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ENGERW-W			
Salzburg Bio	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-EUCEND-J			
Steindorf	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-STEIND-H			
Wr. Neustadt	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-WRNEUSTH			
St. Margarethen	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-MARG--9			
Bio Wien	Wiener Netze	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-WIEN--R			
Leoben	STW Leoben	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-LEOB--W			
Zell am See	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ZELISEEU			
Strass	ENS	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-STRASS-P			
Summe				30.170		
Grenzübergabepunkt						
Laa	Netz Niederösterreich		27ZG-LAA-CZ-AT-F	148.960		
Schärding ¹⁾	Netz Oberösterreich		21Z0000000C0259E	nicht buchbar	nicht buchbar	
Ach ¹⁾	Netz Oberösterreich		AGGM-Ach--DE-AT	nicht buchbar	nicht buchbar	
Simbach ¹⁾	Netz Oberösterreich		21Z0000000C0258G	nicht buchbar	nicht buchbar	
Freilassing	Salzburg Netz		21Z0000000C0260T	260.000		
Laufen ¹⁾	Salzburg Netz		21Z0000000C0257I	nicht buchbar	nicht buchbar	
Summe				408.960		
1) ab 1.10.2015 nicht mehr buchbar						

Kapazitätsausweis 2017 für das Marktgebiet Tirol					ausweisbare Kapazität 2017	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare Kapazität					1.278.917	326.140
Biogas						
Schlitters	TGAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-SCHLIT-A			
Strass	TGAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-STRASS-Y			
Summe						
Grenzübergabepunkt						
Pfronten	EVA		212000000000263N	nicht buchbar		nicht buchbar
Kiefersfelden	TGAS		212000000000038U	nicht buchbar		nicht buchbar

Kapazitätsausweis 2017 für das Marktgebiet Vorarlberg					ausweisbare Kapazität 2017	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare Kapazität					823.236	154.506
Biogas						
Lustenau	VEN	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-LUSTEN-G			
Summe						
Grenzübergabepunkt						
Lindau	VNE		212000000000252S	nicht buchbar		nicht buchbar
Höchst	VNE		132000000000102X	nur Notversorgung		nur Notversorgung
Bangs	VNE		132000000000103V	nur Notversorgung		nur Notversorgung
Rugell	VNE		132000000000101Z	nicht buchbar		230.000
Summe						230.000

Quelle: AGGM/NK/2016

Im Marktgebiet Ost wird für Biogasanlagen eine Entry Standardkapazität von 30.170 kWh/h ausgewiesen (siehe Tabelle 16). Für Produktionsanlagen wird eine Entry Standardkapazität von 1.564.539 kWh/h ausgewiesen. Für Erdgasspeicher werden eine Entry Standardkapazität von 23.388.513 kWh/h und eine Exit Standardkapazität von 15.533.035 kWh/h ausgewiesen.

Im Cluster West beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 839.538 kWh/h und Exit Standardkapazität 2.272.665 kWh/h. Im Cluster Ost beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 13.839.023 kWh/h und Exit Standardkapazität 6.770.930 kWh/h.

Die Werte haben sich im Vergleich zum Kapazitätsausweis marginal verändert. Gründe dafür sind der leicht veränderte Brennwert und Kapazitätsanpassungen im Rahmen der Jahresbestellung im gesetzlich zulässigen Ausmaß.

Im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg steht sowohl Entry als auch Exit Standardkapazität zur Verfügung. Siehe dazu Tabelle 16.

Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2016 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises 2017 ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2017 im Wege der Verteilernetzbetreiber einzubringen.

Aufgrund der mit 1.10.2016 geänderten Situation in Liechtenstein wurde der Kapazitätsausweis in Vorarlberg insbesondere für Ruggell neu berechnet. Im Vergleich zum Absatz ist das verfügbare Linepack in Vorarlberg sehr gering. Die Kundenstruktur in Vorarlberg ist vor allem von tagesbilanzierenden Endkunden geprägt. Diese Tatsachen bewirken, dass an kalten Wintertagen, bei einer flat Übergabe des Gases in den NCG Bilanzkreis der A&B welches in Lindau übernommen wird, das Linepack des Vorarlberger Netzes und des Lichtensteiner Netzes nicht ausreicht um die tageszeitlich strukturierte Gasentnahme der Endkunden auszugleichen. Der Kapazitätsausweis für das Marktgebiet Vorarlberg wurde deshalb auch unter der Prämisse gerechnet, dass die größtmögliche Kapazität auszuweisen ist, auch wenn dies bei kalten Wintertagen zur Folge hat, dass Ausgleichsenergie zur Strukturierung an einem Tag gekauft und wieder verkauft werden muss.

7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2016

Am 29. Juni 2016 wurde die Langfristige Planung 2016 den Marktteilnehmern im Rahmen der Planungskonferenz vorgestellt.

Der Bericht der Langfristigen Planung 2016, Ausgabe 1 vom 1. Juli 2016 wurde zur Konsultation gestellt. Der Bericht wurde sowohl auf der Website der AGGM als auch im Marktpartnerportal Nemesys veröffentlicht. Alle Marktteilnehmer wurden per e-mail auf die Konsultation hingewiesen. Die Konsultation fand im Zeitraum vom 1.7.2016 20:00 bis 18.7.2015 10:00 statt.

Vier Marktteilnehmer haben Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2016 abgegeben. Die Stellungnahmen sind im Anhang 5 dem Bericht beigelegt.

Im Folgenden erfolgt eine Würdigung der Stellungnahmen.

7.1 Stellungnahme der RAG Energy Storage

Seitens RAG Energy Storage wird auf die 2014 und 2015 stattgefundenen Einschränkungen für Erdgasauspeicherungen und die daraus entstandenen Nachteile, sowohl in der Vermarktung als auch im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit hingewiesen. Die im Zuge der LFP 2015 diskutierten und als Gesamtpaket in die LFP 2015 aufgenommenen 3 Projekte – „Druckanhebung OÖ“ (2012/05), „Reverseflow Auersthal“ (2012/02) und „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ (2012/03) – werden erst nach vollständiger Umsetzung die in der LFP 2015 dargestellten Verbesserungen ermöglichen. Auf Grund der kommunizierten Verschiebung der Projektfertigstellung des Projektes 2012/3 ersucht RAG Energy Storage um umgehende Prüfung der Verschiebung, im Hinblick auf erforderliche Beschleunigungsmaßnahmen, damit der ursprüngliche Zeitplan eingehalten werden kann.

Im Zusammenhang mit der kommunizierten Verschiebung des Projektes „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ muss festgehalten werden, dass dieses genehmigte Projekt der LFP 2015 durch die Umsetzung des Projekts GCA 2015/07b im KNEP 2015 realisiert wird. Der ursprünglich seitens des umsetzenden TSO genannte Projektfertigstellungstermin wurde im Zuge der Koordinierung der Netzausbaupläne 2016 der TSO's entsprechend den Ergebnissen der Koordinierung durch den betreffenden Fernleitungsnetzbetreiber angepasst (siehe auch Kapitel 2.3 bzw. 4.7). AGGM hat bereits im Zuge der Koordinierung der Netzentwicklungspläne auf die Bedeutung des Projektes für die Speichernutzung und den Zusammenhang mit den beiden anderen im Gesamtpaket enthaltenen Projekten hingewiesen und hat in der Stellungnahme zum KNEP 2016 ersucht, eine rasche Umsetzung sicherzustellen. AGGM wird zur Prüfung der Möglichkeiten mit den betreffenden Fernleitungsnetzbetreibern Gespräche führen.

7.2 Stellungnahme der Uniper Energy Storage Austria

Die Stellungnahme der Uniper Energy Storage Austria behandelt ebenfalls die Thematik der Verschiebung des Projektes „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ und führt neben den Vermarktungsaspekten und der negativen Auswirkung auf die Versorgungssicherheit auch Konsequenzen der potentiellen Engpässe bei der Speicherentnahme im Zusammenhang mit Energie-Solidarität und die Wirkungsweise eines integrierten Erdgasinnenmarktes an.

Aus Sicht der Uniper Energy Storage Austria wäre zu prüfen, ob die technischen Maßnahmen nicht bereits im Oktober 2017 umgesetzt werden können. Zudem zieht Uniper Energy Storage Austria den Schluss, dass die Vorgaben gem. § 19 Abs. 1 GWG nicht eingehalten wurden.

Wie schon in 7.1 erwähnt, muss im Zusammenhang mit der kommunizierten Verschiebung des Projektes „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ festgehalten werden, dass dieses genehmigte Projekt der LFP 2015 durch die Umsetzung des Projekts GCA 2015/07b im KNEP 2015 realisiert wird und der ursprünglich seitens des umsetzenden TSO genannte Projektfertigstellungstermin im Zuge der Koordinierung der Netzausbaupläne 2016 der TSO's entsprechend den Ergebnissen der Koordinierung durch den betreffenden Fernleitungsnetzbetreiber angepasst wurde (siehe auch Kapitel 2.3 bzw. 4.7). AGGM hat, wie erwähnt, bereits im Zuge der Koordinierung der Netzentwicklungspläne auf die Bedeutung des Projektes für die Speichernutzung und den Zusammenhang mit den beiden anderen im Gesamtpaket enthaltenen Projekten hingewiesen und in der Stellungnahmen zum KNEP 2016 um rasche Umsetzung ersucht. Zur Klärung der Möglichkeiten wird AGGM mit den betreffenden Fernleitungsnetzbetreibern Gespräche führen.

Der guten Ordnung halber wird darauf hingewiesen, dass die in § 19 Abs. 1 GWG festgehaltene Unterstützung und Abstimmung bei der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplanes sowie der langfristigen Planung sehr wohl erfolgt ist.

7.3 Stellungnahme der Netz Oberösterreich GmbH

In der Stellungnahme der Netz Oberösterreich wird angeregt, dass auch in der in Anhang 1 der LFP 2016 enthaltenen Projektbeschreibung zum Projekt „Druckanhebung Oberösterreich“ (2012/05) explizit auf das öffentliche Interesse (vgl. Projekt „Reverseflow Auerthal“) an der Umsetzung dieses Projektes eingegangen wird.

AGGM hat diese Anregung geprüft und die Projektbeschreibung ergänzt.

7.4 Stellungnahme der Uniper Global Commodities SE

Die Stellungnahme der Uniper Global Commodities SE geht wie die in 7.1 und 7.2 behandelten Stellungnahmen auf die Thematik der Verschiebung des Projektes „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ ein und führt an, dass die Speichernutzung wesentlich zu Aspekten wie Wettbewerb, Versorgungssicherheit, das Funktionieren des österreichischen Gasmarktes beiträgt. In diesem Zusammenhang wird auf die nicht gegebene unterbrechungsfreie Transportsituation hingewiesen

Auch aus Sicht der Uniper Global Commodities wäre zu prüfen, ob die technischen Maßnahmen nicht bereits im Oktober 2017 umgesetzt werden können, um die Verzögerung der Fertigstellung des Projektes 2012/03 bzw. des KNEP Projektes „GCA 2015/07b additional demand in distribution area“ zu vermeiden.

In 7.1 und 7.2 wurde bereits erwähnt, dass im Zusammenhang mit der kommunizierten Verschiebung des Projektes „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ festgehalten werden muss, dass dieses genehmigte Projekt der LFP 2015 durch die Umsetzung des Projekts GCA 2015/07b im KNEP 2015 realisiert wird und der ursprünglich seitens des umsetzenden TSO genannte Projektfertigstellungstermin im Zuge der Koordinierung der Netzausbaupläne 2016 der TSO's

entsprechend den Ergebnissen der Koordinierung durch den betreffenden Fernleitungsnetzbetreiber angepasst wurde (siehe auch Kapitel 2.3 bzw. 4.7). AGGM hat daher, wie erwähnt, bereits im Zuge der Koordinierung der Netzentwicklungspläne auf die Bedeutung des Projektes für die Speichernutzung und den Zusammenhang mit den beiden anderen im Gesamtpaket enthaltenen Projekten hingewiesen und in der Stellungnahmen zum KNEP 2016 um rasche Umsetzung ersucht. Zur Klärung der Möglichkeiten wird AGGM, wie auch in 7.1 und 7.2 angeführt, mit den betreffenden Fernleitungsnetzbetreibern Gespräche führen.

8 Zusammenfassung

8.1 Daten- und Prognosegrundlage

Die Langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilergbietes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Weiters wurden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der Ten Year Network Development Plan 2015 sowie die Gas Regional Investment Plans Central-East Europe und Southern Corridor als Referenz benutzt. Eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Stromübertragungsnetzes wurde durchgeführt. Mit dem Marktgebietsmanager wurde die Langfristige Planung und der Koordinierte Netzentwicklungsplan abgestimmt.

Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen Planung wurden mit den Marktteilnehmern in der Planungskonferenz am 29.6.2016 diskutiert.

Wie in den letzten Langfristigen Planungen wird auch in der LFP 2016 die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien dargestellt, wobei dem „Baseline Szenario“ (es werden keine weiteren Gaskraftwerke in Österreich umgesetzt) die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen wird.

8.2 Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen

Erstmals wurden in der Langfristigen Planung Ersatzinvestitionen analysiert und mit aufgenommen. Bei Umsetzung der Projekte 2016/01 bis 2016/05 werden die jedenfalls erforderlichen Ersatzinvestitionen realisiert, die für einen sicheren Betrieb des Leitungsnetzes erforderlich sind. Darüber hinaus wurden weitere Ersatzbedarfe für die Leitung G00 020 gemeldet. Bevor jedoch diese Ersatzbedarfe in die LFP mit aufgenommen werden, plant AGGM mit den beteiligten Netzbetreibern eine gründliche Alternativen Betrachtung durchzuführen.

Um die Qualität der Standardkapazität für das Ausspeichern zu verbessern wird an der Umsetzung der Projekte 2012/2 „Reverseflow Auersthal“, 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ und 2015/5 „Druckanhebung Oberösterreich“ festgehalten.

Weiterhin besteht eine angespannte Drucksituation bei hohen Absätzen in der Übergabestation Wilfleinsdorf. In der Langfristigen Planung 2015 wird das Projekt 2014/1 „Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf“ weiter fortgeführt. Durch die Umsetzung dieses Projektes können die kritischen Drucksituationen an der Übergabestation Wilfleinsdorf vermieden werden und gleichzeitig wird das nutzbare Linepack in der neuen Südleitung erhöht, welches von besonderem Interesse für die Gasflussteuerung, aufgrund des erforderlichen Ausgleichs der tagesbilanzierenden Endkunden ist.

Die zusätzlich erforderliche gesicherte Kapazität für die Zone Kiefersfelden/Pfronten wird wie letztes Jahr beschafft, indem unterbrechbare Kapazität mit Lastflusszusagen abgesichert wird.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass wenn die Projekte der Langfristigen Planung 2015 umgesetzt werden, alle derzeit zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden können.

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
AKW	Atomkraftwerk
APG	Austrian Power Grid
barg	Bar Überdruck
BGG	Betriebs- u. Geschäftsgeheimnis
BOG	Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs GmbH
DN	Normdurchmesser
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
EGS	E.ON Gas Storage GmbH
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
FID	Final Investment Decision
FS07	Feasibility Study 07
FZK	Frei Zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GRIP	Gas Regional Investment Plan
ENS	Energienetze Steiermark
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GY	Gasjahr (Gasyear) (1. 10. 200x 00:00 – 30. 9. 200x+1 24:00)
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag
KEV	Kapazitätserweiterungsvertrag
KNG	Kärnten Netz GmbH
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft Wärme Kopplung
LFP	Langfristige Planung
LGV	Liechtensteinische Gasversorgung
LNG	Liquified Natural Gas
NAV	Netzausbauvertrag
NB	Netzbetreiber
NB_MAX	Absatzmodell Netzgebietsmaximum
Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH
NK-K	AGGM Abteilung Kapazitäten
Nm ³ /h	Normalkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C; 1013 mbar)
OGSA	OMV Gas Storage Austria GmbH
PN	Normdruck
PVS	Primärverteilsystem (PVS1 = Fernleitung, PVS2 = Verteilerleitungen)
RAG	RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft
RAG ES	RAG Energy Storage GmbH
SLP	Standardlastprofil
TAG	Trans Austria Gasleitung
TGL	Tauerngasleitung
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
VG_MAX	Absatzmodell Verteilergebietsmaximum
WAG	West Austria Gasleitung
WES	Wien Energie Speicher

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	In der LFP 2016 berücksichtigte Kraftwerksleistung.....	19
Tabelle 2:	Speicheranlagen, gebuchte Kapazität, Stand 1.5.2016.....	33
Tabelle 3:	Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.5.2016	34
Tabelle 4:	Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.5.2016	35
Tabelle 5:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2015	36
Tabelle 6:	Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2017 bis 2026 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.	38
Tabelle 7:	Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost.....	39
Tabelle 8:	Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass – erforderliches Projekt – Kapitel Projektbegründung	43
Tabelle 9:	Kapazitätsbuchung Exit Lindau für das Gasjahr 2017	49
Tabelle 10:	Höhe der Entry Nominierungen und Einschränkungen gebrochen nach Clustern im Zeitraum Q4/2014 und Q1/2015.....	51
Tabelle 11:	Fortführung von bereits genehmigten Projekten	66
Tabelle 12:	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge	67
Tabelle 13:	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2016.....	68
Tabelle 14:	Risikokategorien.....	70
Tabelle 15:	Risikobewertung der Projekte der LFP 2016.....	71
Tabelle 16:	Kapazitätsausweis 2017	74

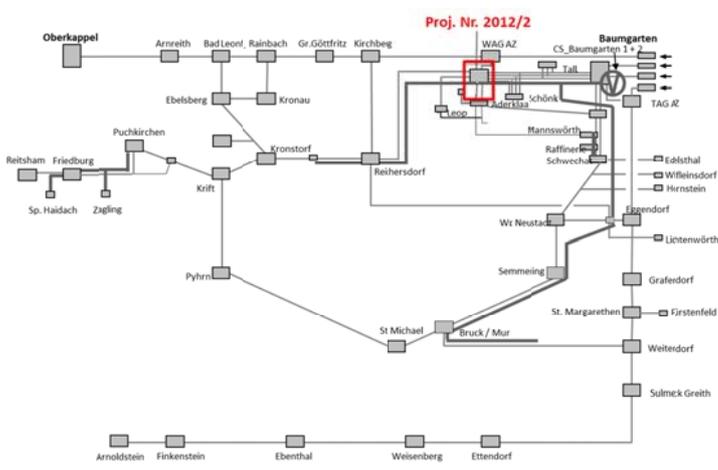
Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der Absatzszenarien	23
Abbildung 2:	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher.....	42
Abbildung 3:	Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf.....	46
Abbildung 4:	Entry Speicher, Engpass im Verteilergelände	50
Abbildung 5:	Entry Speicher, Engpass Verteilergelände → Fernleitung.....	51
Abbildung 6:	von GCA eingebrachte Ersatzmaßnahmen	62
Abbildung 7:	Projektidee Ringleitung.....	63
Abbildung 8:	Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2016	69

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2016	20
Diagramm 2:	Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2016	21
Diagramm 3:	Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2016	22
Diagramm 4:	Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2016	22
Diagramm 5:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost	25
Diagramm 6:	Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	27
Diagramm 7:	Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	27
Diagramm 8:	Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	28
Diagramm 9:	Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	28
Diagramm 10:	Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost	29
Diagramm 11:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg	30
Diagramm 12:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol	31
Diagramm 13:	Absatz- und Kapazitätseingangsdaten für die Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol	47
Diagramm 14:	Ergebnis der dynamischen Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol	48
Diagramm 15:	Transporte von der Fernleitungsebene in das Verteilergebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilergebiet in das Fernleitungsnetz	52
Diagramm 16:	Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergebiet in den Gasjahren 2013 bis 2016 (bis 1.6.2016)	53
Diagramm 17:	Vergleich der Exit Transporte aus dem Verteilergebiet in die Speicher (ohne Speicher Wien) in den Gasjahren 2013 bis 2016 (bis 1.6.2016)	54
Diagramm 18:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte	57
Diagramm 19:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der genehmigten Projekte	57
Diagramm 20:	Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergebiet in den Gasjahren 2013 bis 2016 (bis 1.6.2016) und der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität im STQ und nach Umsetzung der genehmigten Projekte bei derzeitiger Kapazitätsbuchung (1.6.2016)	58

Anhang 1

Projektnummer:	2012 / 02		
Projektname:	Reverseflow Auersthal		
Ausgabe:	7	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	In Umsetzung	Geplanter Projektstart:	9/2015
Datum:	23.06.2016	Geplante Fertigstellung	9/2017
Projektziel:	<p>Ziel des Projektes ist die Beseitigung des Kapazitätsengpasses im Verteilernetz für Entry Speichertransporte im hydraulischen Cluster West um an den Entrypunkten im Verteilernetz eine möglichst hohe Qualität der Standardkapazität ausweisen zu können.</p>		
Projektbeschreibung:	<p>In der Station Auersthal muss die Übergabestation zur Netz Niederösterreich West 4 Leitung bidirektional betreibbar sein. Dazu ist es erforderlich, dass die Übergabestation ausgekreuzt wird. Die Wahl der Mode Fahrweise für die Flussrichtung muss fernwirksam erfolgen können. Voraussichtlich wird es erforderlich sein das Stationsgelände zu erweitern.</p>		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Durch die Realisierung dieses Projektes wird es ermöglicht, dass in erhöhtem Ausmaß physikalisch Gas aus den Speichern im Verteilernetz in das Fernleitungsnetz zum virtuellen Handelspunkt transportiert werden kann. Dadurch wird einerseits die Liquidität des Gasmarktes gestärkt, indem Händler das in österreichischen Speichern gespeicherte Gas am virtuellen Handelspunkt handeln können.</p> <p>Andererseits ist dieses Projekt erforderlich, damit die europäische Versorgungssicherheit erhöht werden kann, denn nur die Möglichkeit eines physikalischen Rückflusses aus dem Verteilernetz in das Fernleitungsnetz, welche ein Engpassfreies Verteilernetz voraussetzt, kann den österreichischen Nachbarländern Hilfe im Fall eines Gasengpasses gewährt werden.</p> <p>Entsprechend der Erreichung der Ziele gemäß § 22 (1) Z1 lit c ist es erforderlich dieses Projekt umzusetzen.</p>		
Technische Daten:	<p>Die Übergabestation ist bidirektional auszuführen.</p> <p>Die weiteren technischen Spezifikationen der Messanlage werden nicht verändert.</p>		

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: ca. [REDACTED] [BGG]

Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2015

Ausbau Schwelle: keine

Änderung zur letzten Ausgabe:

Von V1.0 (LFP12 V1.0) auf V2.0 (LFP12 V3.0): ökonomische Daten, öffentliches Interesse

Von V2.0 (LFP12 V3.0) auf V3.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung, Projektstatus, Ökonomische Daten

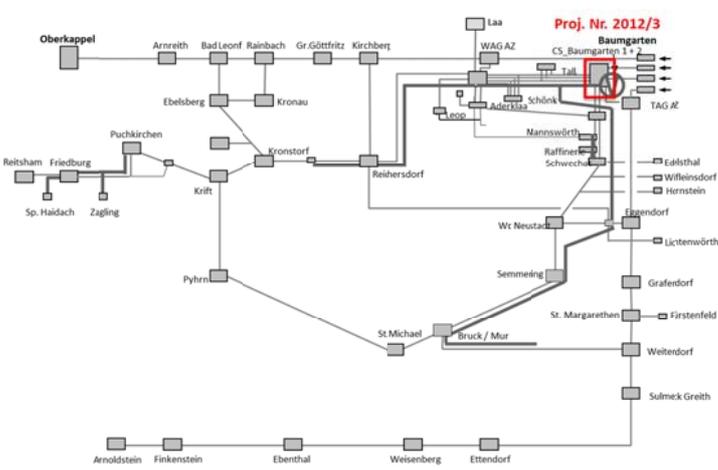
Von V3.0 (LFP13 V1.0) auf A4 (LFP14 A1): Projektziel; Fertigstellung

Von A4 (LFP14 A1) auf A5 (LFP14 A2): Fertigstellung

Von A5 (LFP14 A2) auf A6 (LFP15 A1): geplanter Projektstart, Fertigstellung, Projektbeschreibung, Besonders zu beachten, öffentliches Interesse, Ökonomische Daten

Von A6 (LFP15 A1) auf A7 (LFP16 A1): Projektstatus

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.7 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2012 / 03		
Projektname:	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten		
Ausgabe:	8	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	In Umsetzung	Geplanter Projektstart:	9/2015
Datum:	23.06.2016	Geplante Fertigstellung	9/2018
Projektziel:	Ziel des Projektes ist es die Kapazität des physikalischen Gasflusses aus dem Verteilernetz in das Fernleitungsnetz zu erhöhen um an den Produktions- und Speicher Entrypunkten im Verteilernetz eine möglichst hohe Kapazität ausweisen zu können.		
Projektbeschreibung:	<p>In der Station Baumgarten sind entsprechende Maßnahmen zu treffen, damit ein zusätzlicher physischer Gasfluss aus dem PVS2 in das PVS1 ermöglicht wird.</p> 		
Besonders zu beachten:	Die zu adaptierenden Anlagenteile befinden sich im Fernleitungsnetz. Dieses Projekt ist kein Umsetzungsprojekt im Verteilergesamt. Mit diesem Projekt der Langfristigen Planung wird von der ECA die Genehmigung beantragt, eine entsprechende EXIT Kapazität in das Fernleitungsnetz der GCA (vom PVS2 in das PVS1) kontrahieren zu können.		
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Exit VG (PVS 2 → PVS 1) FZK: 960.000 Nm³/h (zusätzlich zu Staus Quo 600.000 Nm³/h) bei 54 barg Die Druckangaben beziehen sich auf den Übergabepunkt PVS2->PVS1 in Baumgarten.</p>		
Ökonomische Daten:	Ausbauschwelle: keine		
Änderung zur letzten Ausgabe:	<p>Von V1.0 (LFP12 V1.0) auf V2.0 (LFP12 V3.0): Besonders zu beachten, Projektbeschreibung, technische Daten, ökonomische Daten, öffentliches Interesse Von V2.0 (LFP12 V3.0) auf V3.0 (LFP12 V4.0): Projektname, Fertigstellung, Projektziel, Besonders zu beachten,</p>		

Technische Daten, Ökonomische Daten.

Von V3.0 (LFP12 V4.0) auf V4.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung, Technische Daten, Projektstatus

Von V4.0 (LFP13 V1.0) auf A5 (LFP14 A1): Fertigstellung

Von A5 (LFP14 A1) auf A6 (LFP14 A2): Fertigstellung

Von A6 (LFP14 A2) auf A7 (LFP15 A1): geplanter Projektstart, geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung,
Besonders zu beachten, technische Daten, Ökonomische Daten

Von A7 (LFP15 A1) auf A8 (LFP16 A1): Projektstatus, geplante Fertigstellung, technische Daten

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.7 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2012 / 05		
Projektname:	Druckanhebung Oberösterreich		
Ausgabe:	7	Projektträger:	Netz Oberösterreich
Projektstatus:	In Umsetzung	Geplanter Projektstart:	4/2016
Datum:	21.07.2016	Geplante Fertigstellung	11/2018

Projektziel:

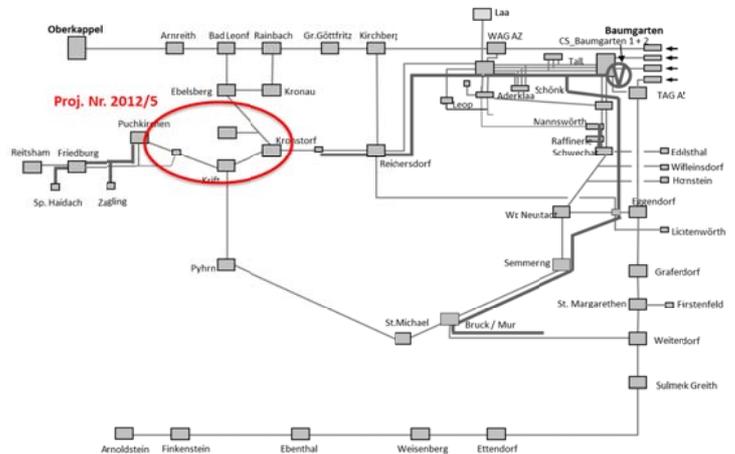
Durch die Anhebung des zulässigen Druckes in Teilen des Ebene 1 Verteilerleitungsnetzes der Netz Oberösterreich (Rainbach - Ebelsberg - Kronstorf- Puchkirchen - Spital am Pyhrn inkl. Anbindung Speicher Thann) auf 70 barg soll es ermöglicht werden den dynamisch festen Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West zu verbessern.

Projektbeschreibung:

Um die Anhebung des zulässigen Druckes auf 70 barg sicherstellen zu können, sind folgende Adaptionen in Ebene 1 Stationen durchzuführen:

Es müssen 13 Druckregelanlagen umgebaut werden. Die Maßnahmen umfassen die Ertüchtigung der Vorwärmeleistung und die zusätzliche Adaptierung mit Druckabsicherungseinrichtungen.

In 5 Schieberstationen sind zusätzliche Armaturen zur Drucktrennung vorgesehen. Einzelne Leitungsabschnitte sind hinsichtlich ihrer Integrität einer genauen Untersuchung zu unterziehen (zusätzliche Inneninspektionen der Leitungen, Kathodenschutzmessungen)



Die Arbeiten werden in 2 Ausbausritten durchgeführt:

- Ausbauschritt 1: Es werden alle Maßnahmen durchgeführt, damit das Netz aus sicherheitstechnischer Sicht mit 70 barg betreiben werden kann.
Es ist geplant, diesen Projektteil bis 10/2017 umzusetzen.
- Ausbauschritt 2: Finalisierung der Adaptierungen der Vorwärmeleistungen.
Es ist geplant, diesen Projektteil bis 11/2018 umzusetzen.

Besonders zu beachten:

Die Umsetzung des Projekts 2012/05 setzt voraus, dass seitens des Speicherbetreibers RAG eine verbindliche Zusage vorliegt, den erforderlichen Ausbau seiner Speicheranlagen vorzunehmen damit bis zum Zeitpunkt der Fertigstellung des Projektes 2012/05 Ausbauschritt 1 ein Entry Druck von 70 barg bereitgestellt werden kann (ein entsprechendes Schreiben ist im Dezember 2015 bei AGGM eingelangt).

Öffentliches Interesse:

Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:

Durch die Realisierung dieses Projektes wird es ermöglicht, dass in erhöhtem Ausmaß physikalisch Gas aus den Speichern im Verteilernetz in das Fernleitungsnetz zum virtuellen Handlungspunkt transportiert werden kann.

Dadurch wird einerseits die Liquidität des Gasmarktes gestärkt, indem Händler das in österreichischen Speichern

gespeicherte Gas am virtuellen Handelspunkt handeln können.

Andererseits ist dieses Projekt erforderlich, damit die europäische Versorgungssicherheit erhöht werden kann, denn nur die Möglichkeit eines physikalischen Rückflusses aus dem Verteilernetz in das Fernleitungsnetz, welche ein Engpassfreies Verteilernetz voraussetzt, kann den österreichischen Nachbarländern Hilfe im Fall eines Gasengpasses gewährt werden.

Entsprechend der Erreichung der Ziele gemäß § 22 (1) Z1 lit c ist es erforderlich dieses Projekt umzusetzen.

Technische Daten:

siehe Projektbeschreibung

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG] (Kosten ausschließlich für Anlagenteile der Ebene 1 Verteilerleitung)

Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2015

Ausbauschwelle: keine

Änderung zur letzten Ausgabe:

V 1.0 (Änderungsantrag 1 zur LFP 2012 vom 29.5.2013) auf V2.0 (Abänderung des „Änderungsantrages 1 vom 29.5.2013“ vom 4.7.2013): Projektbeschreibung

Von V2.0 (Abänderung des „Änderungsantrages 1 vom 29.5.2013“ vom 4.7.2013) auf A3 (LFP14 A1): Fertigstellung

Von A3 (LFP14 A1) auf A4 (LFP14 A2): Fertigstellung

Von A4 (LFP14 A2) auf A5 (LFP15 A1): geplanter Projektstart, Fertigstellung, Projektziel, Projektbeschreibung, besonders zu beachten, ökonomische Daten

Von A5 (LFP15 A1) auf A6 (LFP2016 A1): Projektstatus, geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, Besonders zu beachten

Von A6 (LFP2016 A1) auf A7 (LFP2016 A2): öffentliches Interesse

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.7 des Berichtes dargestellt.

Projektnummer:	2014 / 01		
Projektname:	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf		
Ausgabe:	3	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	In Umsetzung	Geplanter Projektstart:	12/2014
Datum:	23.06.2016	Geplante Fertigstellung	12/2018

Projektziel:

Ziel des Projektes ist es, den Druckverlust zwischen der Netz NÖ Südleitung (Eingangsdruck Station Velm) und der Übergabestation Wilfleinsdorf (Ausgangsdruck Netz Burgenland) zu reduzieren.

Damit soll sichergestellt werden, dass es zu keinen Druckverletzungen an der Übergabestation Wilfleinsdorf kommt und dass durch den geringeren erforderlichen Eingangsdruck (Netz NÖ Südleitung) das nutzbare Linepack in der Südleitung vergrößert wird.

Weiters ist es Ziel des Projektes, den Infrastrukturbestand (Bestandsleitung Baujahr 1957) zu erneuern um zusätzliche Reinvestitionskosten in die Leitung und in das Schieberhaus Mitterndorf zu vermeiden.

Projektbeschreibung:

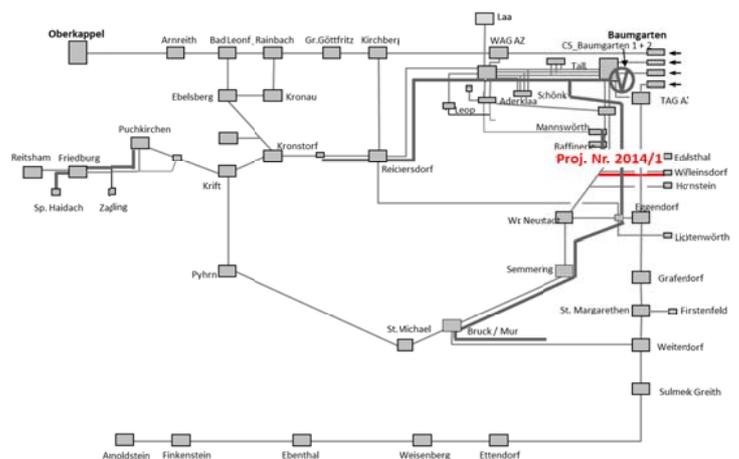
Das Projekt besteht aus 2 Bauabschnitten:

Bauabschnitt 1:

Neubau der Leitung zwischen der bestehenden Station Velm und der bestehenden Station Mannersdorf, wobei alle bestehenden Ortsversorgungen entlang der Leitung an die neu zu errichtende Leitung angebunden werden. Die bestehende Leitung wird aufgelassen. Die Fertigstellung des 1. Bauabschnittes ist mit Sommer 2018 geplant.

Bauabschnitt 2:

Adaption der Übergabestation Wilfleinsdorf. Die Übergabestation ist gemäß den angeführten technischen Daten zu adaptieren. Die Fertigstellung des 2. Bauabschnittes ist mit Dezember 2018 geplant.



Besonders zu beachten:

Öffentliches Interesse:

Gemäß § 4 GWG ist es Ziel des GWG der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft Erdgas zur Verfügung zu stellen und dessen effizienten Einsatz, insbesondere auch bei der Umwandlung von Strom und Wärme zu gewährleisten.

Diesem Projekt kommt öffentliches Interesse gemäß § 22 (1) Z1 lit a zu. Demnach ist es Ziel der Langfristigen Planung, die Deckung der Nachfrage an Transportkapazität zur Versorgung der Endkunden sicherzustellen. Konkret ist dieses Projekt erforderlich, um den Bereich Burgenland Nord bis Seewinkel mit ausreichender Kapazität und einem ausreichenden Druck zu versorgen.

Technische Daten:

Bauabschnitt 1: Leitung

Durchmesser: DN 250

Länge: 12,8 km

Nenndruck: PN 70

Bauabschnitt 2:

In der Station müssen insbesondere folgende Funktionen erfüllt werden können: Mengenregelung, Druckregelung, Messung.

Die Messeinrichtung ist für eine Menge $Q_{max} = 25.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ bei einem $P_{min} = 40 \text{ barg}$ auszulegen.

Die Station ist mit allen gastechnisch erforderlichen Einrichtungen auszustatten.

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]

Kostenschätzung durch Netzbetreiber ohne Erschwernisse (zB. erhöhter Grundwasserstand, Bauzeiteinschränkungen udgl.), Kostenbasis 2014

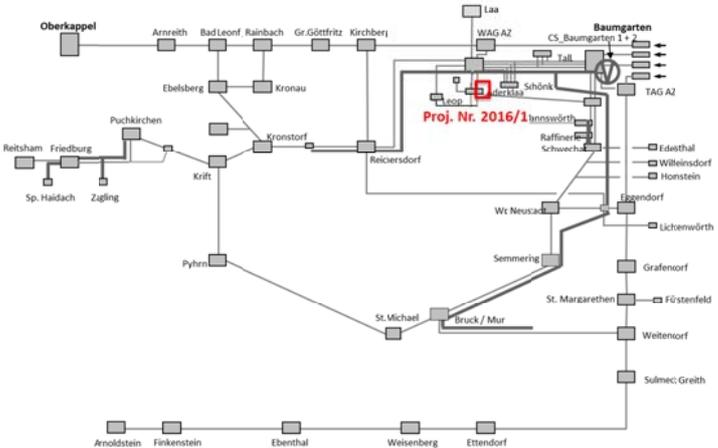
Ausbauschwelle: keine

Änderung zur letzten Ausgabe:

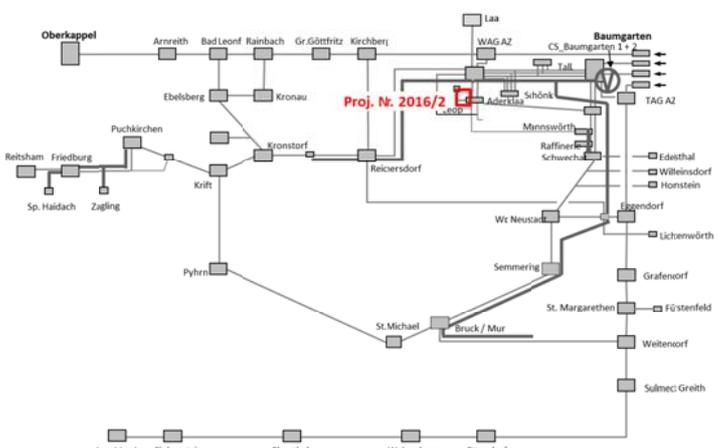
Von A1 (LFP2014 A1) auf A2 (LFP14 A2): ökonomische Daten

Von A2 (LFP14 A2) auf A3 (LFP16 A1): Projektstatus

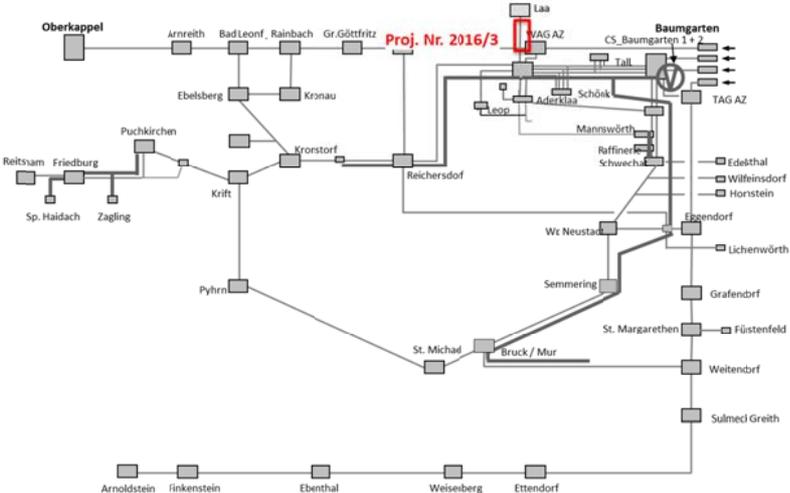
Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.3 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 01		
Projektname:	Ersatzinvestition Leitung G00 006		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Geplanter Projektstart:	1/2018
Datum:	23.06.2016	Geplante Fertigstellung	10/2019
Projektziel:	Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 006 (DN 200, PN64) durch eine neue Leitung in der selben Dimension, damit der Betrieb aufrechterhalten werden kann.		
Projektbeschreibung:	<p>Es ist eine Leitung von der Übergabestation Aderklaa bis zum Übergabepunkt Deutsch Wagram zu errichten, wobei die bestehenden Anschlusspunkte in der bestehenden Dimensionierung wieder hergestellt werden.</p> 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Gasleitung: Länge: 4,2km Durchmesser: DN 200 Nenndruck: PN 70</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2016 Ausbauschwelle: keine</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	keine		

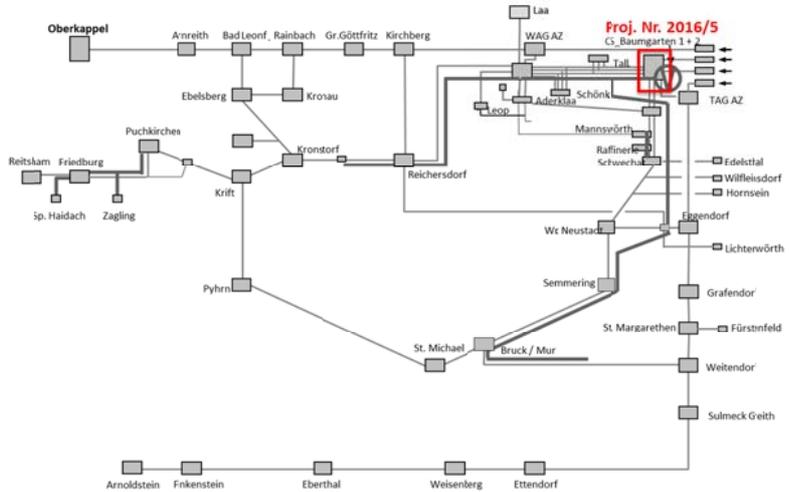
Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.8 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 02		
Projektname:	Ersatzinvestition von Teilen der Leitung G00 007		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Geplanter Projektstart:	11/2016
Datum:	23.06.2016	Geplante Fertigstellung	12/2017
Projektziel:	<p>Teilweiser Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 007, welche von Aderklaa bis zur Übergabestelle Süßenbrunn führt (DN 200, 6,4 km, PN25), durch eine neue Leitung im selben Durchmesser, damit der Betrieb aufrechterhalten werden kann.</p>		
Projektbeschreibung:	<p>Der Abschnitt ÜMS Aderklaa bis S1 Autobahn ist durch eine neue Leitung zu ersetzen, wobei die bestehenden Anschlusspunkte in der bestehenden Dimensionierung wieder hergestellt werden. Weiters wird eine Stichleitung hin zur Ortsversorgung Aderklaa teilweise in DN100 erneuert</p>		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Gasleitung: Länge: 2,6 km; Durchmesser: DN 200; Nenndruck: PN 70</p> <p>Gasleitung (Stichleitung): Länge: 0,4 km; Durchmesser: DN 100; Nenndruck: PN 70</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: ██████████ [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2016</p> <p>Ausbau Schwelle: keine</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	keine		

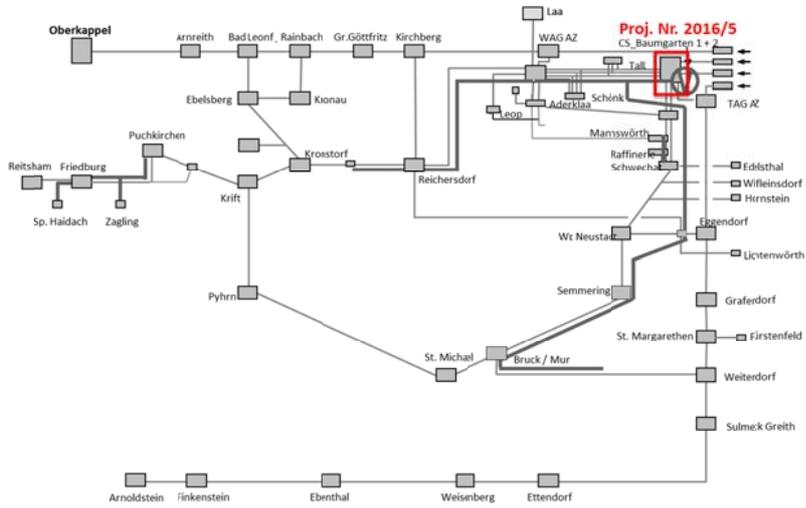
Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.9 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 03		
Projektname:	Ersatzinvestition der Leitung G00 011		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Geplanter Projektstart:	9/2015
Datum:	23.06.2016	Geplante Fertigstellung	3/2020
Projektziel:	Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 011, welche von Auersthal nach Laa an der Thaya führt (DN 300, ca. 51 km, PN 64), durch eine neue Leitung im selben Durchmesser, damit der Betrieb aufrechterhalten werden kann.		
Projektbeschreibung:	<p>Die bis dato noch nicht erneuerten Teilstücke der Leitung G00 011 sind durch eine neue Leitung zu ersetzen. Die Trassenführung wird derart angepasst, dass besiedelte Gebiete gemieden werden. Die bis dato von der G00 011 versorgten Gebiete werden auch weiterhin angebunden.</p>		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Gasleitung: Länge: 51 km Durchmesser: DN 300 Nenndruck: PN 70</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2016 Ausbauschwelle: keine</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	keine		

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.10 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 04		
Projektname:	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Geplanter Projektstart:	7/2016
Datum:	23.06.2016	Geplante Fertigstellung	12/2017
Projektziel:	Aufrechterhaltung des Betriebes der G00 003 zwischen Rutzendorf und Mannswörth und der G00 020 zwischen Mühlleiten und Hubertusdamm (Barbarabrücke).		
Projektbeschreibung:	<p>Damit der sichere Betrieb weiter aufrecht erhalten werden kann müssen folgende Ersatzinvestitionen durchgeführt werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ersatz der G00 003 von Rutzendorf bis Hubertusdamm • Ersatz der G00 020 von Mühlleiten bis Hubertusdamm (Barbarabrücke) • Im G00 003 Leitungssegment Hubertusdamm – Mannswörth werden punktuelle Isolationsschäden behoben und die Molchbarkeit der gesamten Leitung hergestellt. 		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Gasleitung G00 003: Länge: 9,6 km; Durchmesser: DN 300; Nenndruck: PN 70 Gasleitung G00 020: Länge: 3,9 km; Durchmesser: DN 400; Nenndruck: PN 70</p>		
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2016 Ausbauschwelle: keine</p>		
Änderung zur letzten Ausgabe:	keine		

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.11 des Berichtes dargestellt

Projektnummer:	2016 / 05		
Projektname:	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Geplanter Projektstart:	07/2016
Datum:	23.06.2016	Geplante Fertigstellung	12/2017
Projektziel:	Effizienter Schutz aller gastechnischen Einrichtungen (insbesondere Messungen, Regelungen und Verdichteranlagen) vor möglichen Verunreinigungen im Gas.		
Projektbeschreibung:	<p>Bis dato wurden Filtereinrichtungen vor jeder zu schützenden gastechnischen Einrichtung vor allem in klassischer „Hauptflussrichtung“ platziert. Durch die Diversifizierung der Fahrweisen in Baumgarten ist ein neues Filterkonzept geplant, welches vorsieht, dass alle eingehenden Leitungen am Rand von Baumgarten gefiltert werden.</p> <p>Es ist vorgesehen an den Leitungen G00 040, G00 035, G00 030 und G00 023 Filterseparatoren zu errichten.</p>		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Siehe Projektbeschreibung		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2015 Ausbauschwelle: keine		
Änderung zur letzten Ausgabe:	keine		

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.12 des Berichtes dargestellt

Anhang 2

Anhang

„Simulationsparameter Kapazitätsausweis“

Inhaltsverzeichnis

1	Entry- Exit Punkte	2
2	Randbedingungen.....	3
2.1	Absatz.....	3
2.2	Netzkoppelungspunkte Fernleitung <-> Verteilergebiet	3
2.3	Gastemperatur	3
2.4	Gaszusammensetzung.....	3
3	Prüfkriterien	4
4	Simulationsnetz	5

1 Entry- Exit Punkte

In folgender Tabelle sind alle Entry / Exit Punkte aufgelistet für die der Kapazitätsausweis durchgeführt wurde. Für jeden Entry / Exit Punkt ist die Art des Entry / Exit Punktes sowie die Zuordnung zu den Marktgebieten bzw. Cluster angegeben.

Marktgebiet	Art des Entry / Exit Punktes	Entry /Exit Cluster	Ort	Netzbetreiber	EIC Code	EIC-Alias	Entry	Exit	
Marktgebiet Ost	Biogas		Engerwitzdorf	Netz OÖ	25W-BIO-ENGERW-W	BIO-ENGERW-OOFG	x		
			Asten	LINZ Gas Netz	25W-BIO-ASTEN--T	BIO-ASTEN-OOFG	x		
			Salzburg Bio	SNG	25W-BIO-EUGEND-J	BIO-EUGEND-SAG	x		
			Steindorf	SNG	25W-BIO-STEIND-H	BIO-STEIND-SAG	x		
			Bruck / Leitha	Netz NÖ	25W-BIO-BRUCK--7	BIO-BRUCK-EVN	x		
			Wr. Neustadt	Netz NÖ	25W-BIO-WRNEUSTH	BIO-WRNEUST-EVN	x		
			St. Margarethen	Netz NÖ	25W-BIO-MARG---9	BIO-MARG-EVN	x		
			Leoben	STW Leoben	25W-BIO-LEOB---W	BIO-LEOB-GSG	x		
			Bio Wien	Wiener Netze	25W-BIO-WIEN---R	BIO-WIEN-WEG	x		
		Zell am See	SNG	25W-BIO-ZELLSEEU	BIO-ZELL-SAG	x			
		Strass	ENS	25W-BIO-STRASS-P	BIO-STRASS-NGS	x			
	Produktion			Puchkirchen	Netz OÖ	AGGM-PRODPUC-RAG	PRODPUC-OOFG-RAG	x	
				Fried/Aigl/Haid	Netz OÖ	AGGM-PRODFAH-RAG	PRODFAH-OOFG-RAG	x	
				virt. Sonst	Netz OÖ	25W-PRODOO-RAG-1	PRODOO-OOFG-RAG	x	
				virt. Summe	SNG	25W-PRODSBG-RAGE	PRODSBG-SAG-RAG	x	
				virt. Summe	GCA	25W-PRODNO-OMV-5	PRODNO-PVS-OMV	x	
				virt. Summe	Netz NÖ	AGGM-PRODEVN-OMV	PRODNO-EVN-OMV	x	
				virt. Summe	Netz NÖ	25W-PRODNO-RAG-9	PRODNO-EVN-RAG	x	
	Grenzübergabepunkt			Freilassing	SNG	21Z000000000260T	FREILA-DE-AT	x	
				Schärding	Netz OÖ	21Z000000000259E	SCHAR-DE-AT	x	
				Ach	Netz OÖ	AGGM-Ach--DE-AT	ACH-DE-AT	x	
				Laufen	SNG	21Z000000000257I	LAUFE-AT-DE		x
				Simbach	OÖFNG	21Z000000000258G	SIMBA-AT-DE		x
				Laa	Netz NÖ	27ZG-LAA-CZ-AT-F	G-LAA-CZ-AT	x	
	Speicher	Cluster West		Thann	Netz OÖ	25W-SPTHAN-OMV-G	SPTHAN-OOFG-OMV	x	x
				Puchkirchen	Netz OÖ	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG	x	x
				Fried/Aigl/Haid	Netz OÖ	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG	x	x
			7 Fields	Netz OÖ	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS	x	x	
			7 Fields	Netz OÖ	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES	x	x	
			Haidach	Netz OÖ	25W-SPHAID-AST-Z	SPHAID-OOFG-AST	x	x	
			Haidach	Netz OÖ	25W-SPHAID-GAZ-M	SPHAID-OOFG-GAZ	x	x	
Cluster Ost			Speicher Wien	Wiener Netze	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG	x	x	
			SP NÖ	GCA	25W-SPNO-OMV--Z	SPNO-PVS-OMV	x	x	
Marktgebiet Tirol	Biogas		Schlitters	TIGAS	13W-BIO-SCHLIT-A	BIO-SCHLITTE-TIG	x		
			Strass	TIGAS	13W-BIO-STRASS-Y	BIO-STRASS-TIG	x		
Marktgebiet Vorarlberg	Biogas		Lustenau	VEN	13W-BIO-LUSTEN-G	BIO-LUSTENAU-VNE	x		
	Grenzübergabepunkt		Ruggell	VEN	13Z000000000101Z	RUGGELL-AT-LI		x	

2 Randbedingungen

2.1 Absatz

Für den Kapazitätsausweis wurden die einzelnen Lastfälle mit mehreren Absätzen im Verteilergesamt gerechnet. Folgende Absätze wurden zugrunde gelegt.

	Absatz im Verteilergesamt Ost		Absatz im Verteilergesamt Tirol		Absatz im Verteilergesamt Vorarlberg	
	Nm ³ /h	kWh/h	Nm ³ /h	kWh/h	Nm ³ /h	kWh/h
minimaler Absatz	326.018	3.664.440	11.000	123.860	5.000	56.300
	804.982	9.048.000	20.000	225.200	10.000	112.600
	1.308.096	14.703.000	40.000	450.400	20.000	225.200
	1.811.210	20.358.000	60.000	675.600	30.000	337.800
	2.314.324	26.013.000	80.000	900.800	40.000	450.400
			100.000	1.126.000	50.000	563.000
					60.000	675.600
					70.000	788.200
maximaler Absatz	2.493.432	28.026.180	113.700	1.280.262	73.600	828.736

Als maximaler Absatz im Verteilergesamt wird der maximal mögliche Absatz angesetzt.

2.2 Netzkoppelungspunkte Fernleitung <-> Verteilergesamt

Die im Kapazitätsausweis 2017 zugrunde gelegten Kapazitäten an den Netzkoppelungspunkten Fernleitung <-> Verteilergesamt sind im Kapitel 2.2.2.1 der Langfristigen Planung 2016 aufgelistet.

2.3 Gastemperatur

Die Gastemperatur wird für den Kapazitätsausweis mit 10° C angesetzt

2.4 Gaszusammensetzung

Bei den hydraulischen Simulationen wurde folgende Gaszusammensetzung angenommen.

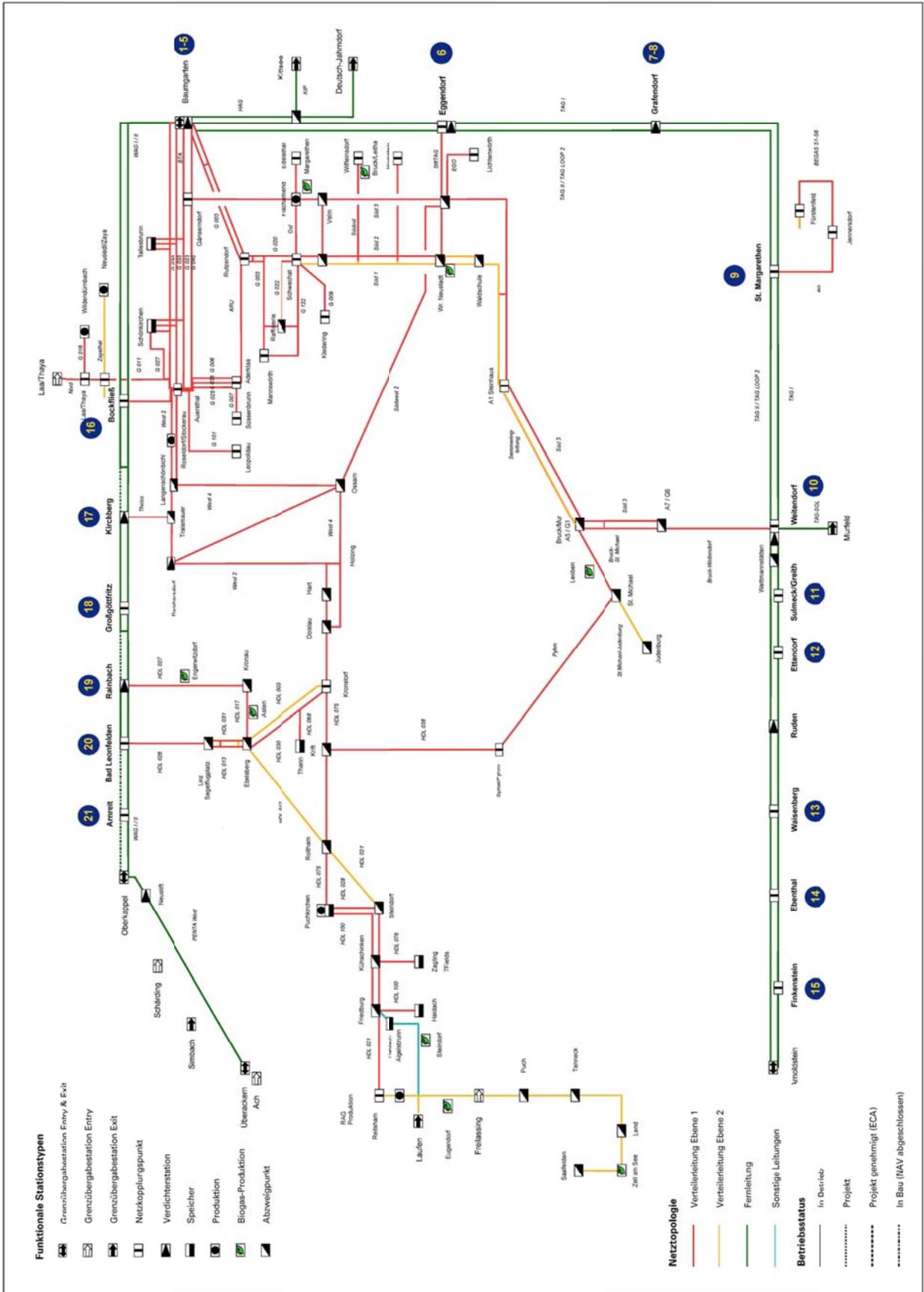
		Verteilergesamt Ost	Verteilergesamt Tirol	Verteilergesamt Vorarlberg
Methan	[%]	97,17%	97,50%	97,50%
Stickstoff	[%]	0,42%	0,45%	0,45%
Ethan	[%]	1,33%	1,17%	1,17%
Propan	[%]	1,07%	0,88%	0,88%
Brennwert	[kWh/Nm ³]	11,31	11,26	11,26

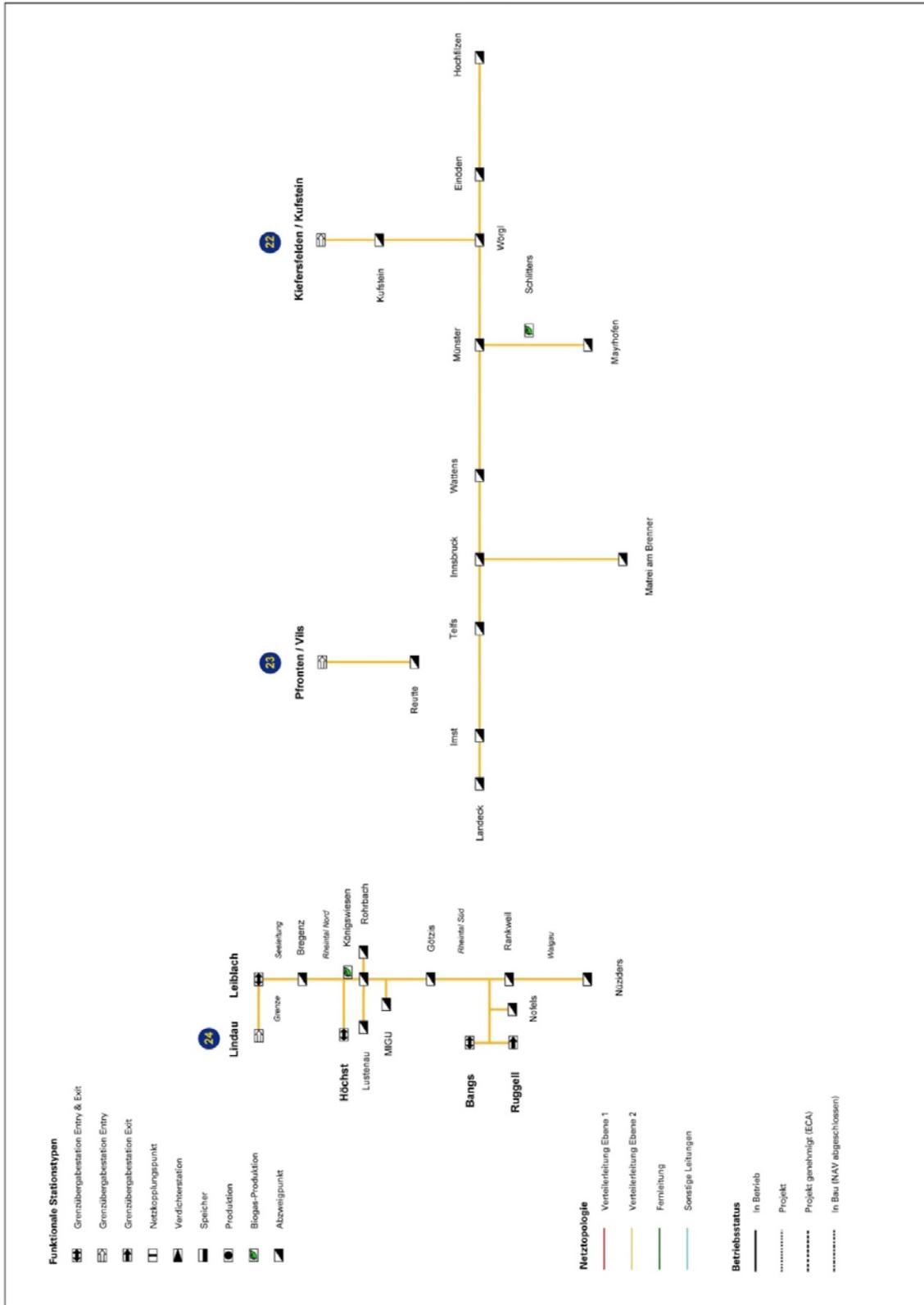
Die Gaszusammensetzung wurde so gewählt, um den verordneten Brennwert (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013 §2 (1) Z13) abzubilden.

4 Simulationsnetz

Das Netzmodell für den Kapazitätsausweis 2017 beinhaltet das derzeitige Status Quo Verteilernetz.

Anhang 3





Anhang 4

Anhang 4: Technische Kapazität der Netzkoppelungspunkte

Der Anhang 4 unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen [BGG]

Anhang 5

RE: Konsultation der Langfristigen Planung 2016 / Consultation of the LTP 2

Thomas Lejcko
RAG Energy Storage

13.07.16 13:05 als Antwort auf Helmut Wernhart.

RAG Energy Storage - Stellungnahme zur Konsultation der Langfristigen Planung 2016

Sehr geehrte Damen und Herren,
vielen Dank für die Möglichkeit zur Konsultation der Langfristigen Planung 2016 Stellung zu nehmen. Wie bereits ausgeführt, haben die 2014/2015 stattgefundenen Transportunterbrechungen für Erdgasausspeicherungen zu Einschränkungen unserer Kunden und zu gravierenden Problemen in der Koordination der Fahrplannominierungen geführt. Die daraus resultierende Einschränkung in der Nutzung der gebuchten Speicher hat für uns zu erheblichen Nachteilen in der Vermarktung der Speicherkapazitäten geführt und hat dadurch auch gesamtheitlich Einfluss auf die Versorgungssicherheit. Abgesehen davon ist damit der Standort Österreich als Speicher- bzw. Gasdrehzscheibe Europas gefährdet.

Im Sinne der europäischen Vorgabe eines integrierten Erdgasbinnenmarktes, der vor allem eine effiziente Anbindung der Erdgasspeicher voraussetzt, wurde ein Gesamtpaket von Leitungsmaßnahmen in die Langfristige Planung aufgenommen und seitens E-Control unter Festlegung eines Zeitrahmens genehmigt. Dieses Gesamtprojekt zur Verbesserung der Speicheranbindung bzw. zur Beseitigung der Engpasssituation zwischen den Speicherstandorten im Westen Österreichs und dem Central European Gashub (CEGH) Baumgarten im Osten Österreichs besteht aus den Projekten "Druckanhebung OÖ (Projekt 2012/05)", "Reversflow Auersthal (Projekt 2012/02)" und „Exit Kapazitäten in Baumgarten (Projekt 2012/03)". Nur die Gesamtheit dieser Maßnahmen kann gewährleisten, dass die Erdgasspeicher dem Markt uneingeschränkt zur Verfügung stehen.

Es ist daher unverständlich warum in der Konsultation der Langfristigen Planung 2016 durch die E-Control genehmigte Projekt 2012/03 „Exit Kapazitäten in Baumgarten“ ohne Angabe von nachvollziehbaren Gründen um über ein Jahr auf September 2018 verschoben wird.

Dieser Bruch der Planungssicherheit ist unverständlich und stellt aus unserer Sicht einen Rückschritt der gesamten Langfristigen Planung dar. Diese Situation ist für uns nicht tragbar, da wir einerseits selbst Investitionen tätigen müssen und andererseits weitere wirtschaftliche Nachteile aus dem mangelhaften Netzanschluss erleiden. Wir ersuchen daher umgehend um Prüfung, welche Beschleunigungsmaßnahmen erforderlich sind um den projektierten Zeitplan einzuhalten.

Mit freundlichen Grüßen
RAG Energy Storage

RE: Konsultation der Langfristigen Planung 2016 / Consultation of the LTP 2

Michael Schmöltzer
Uniper Energy Storage Austria

15.07.16 10:14 als Antwort auf Helmut Wernhart.

An
AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1,
floridotower
1210 Wien

elektronisch via
Nemesys Portal

15.07. 2016

Stellungnahme zur Langfristigen Planung 2017-2026

Sehr geehrte Damen und Herren,

nachstehend erlauben wir uns zur obengenannten Konsultationsversion wie folgt Stellung zu nehmen.

Wir begrüßen ausdrücklich die von AGGM ergriffenen Maßnahmen zur Verbesserung der Qualität der Standardkapazität, die in der LFP 2015 mit Umsetzungsfrist Q3/2017 genehmigt wurden. Die Vermarktungsmöglichkeiten von Speicherkapazitäten im Wettbewerb zu anderen Flexibilitätsprodukten hängen ganz wesentlich von einer unterbrechungsfreien Transportsituation ab. Eine Verzögerung des Maßnahmenpaketes zur Verbesserung der Transportqualität der Standardkapazität auf den Winter 18/19 lehnen wir daher entschieden ab.

Aus den Erläuterungen zur Verschiebung des Projektes zur „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten von 600.000Nm³/h“ lässt sich erkennen, dass AGGM und MGM sowie die betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber ihren Kooperationsverpflichtung gem. §19 Abs. 1 GWG nicht ausreichend nachgekommen sind.

Ausgeführt wird, dass das genehmigte Projekt zwischen GCA und AGGM in der LFP 2015 bzw. im KNEP des Vorjahres abgestimmt wurde, nicht aber die Abänderung des Fertigstellungstermins. Hierzu ist im Koordinierten Netzentwicklungsplan auf Seite 74 in der Projektbeschreibung des Projektes „TAG 2016/02 AZ1 additional entry and connection to BOP13“ lediglich die Aussage zu finden, dass im September 2015 zwischen GCA und TAG eine Verschiebung vereinbart wurde, um eine Koordinierung mit dem Projekt „GCA 2015/07b (Mehrbedarf Verteilergebiet) herbeizuführen. Eine Abstimmung zwischen GCA und TAG mit AGGM und in weiterer Folge mit den betroffenen Speicherunternehmen ist aus den Konsultationsunterlagen nicht zu entnehmen.

Zu hinterfragen ist, warum seitens GCA und TAG nicht bereits im September 2015 ein Genehmigungsantrag bei der Regulierungsbehörde gestellt wurde, um eine zeitgerechte Umsetzung mit dem bereits genehmigten Projekt „GCA 2015/07b additional demand in distribution area +“ herbei zu führen.

Aus der technischen Beschreibung des Projektes „TAG 2016/02 AZ1 additional entry and connection to BOP13“ ist zwar erkennbar, dass ein Zusammenhang mit dem GCA Projekt besteht. Allerdings wäre zu prüfen, ob die technischen Maßnahmen nicht bereits im Oktober 2017 umgesetzt werden können. Somit könnte eine Verschiebung des Projektes „GCA 2015/07b additional demand in distribution area +“ um ein weiteres Jahr verhindert werden.

Ohne eine effiziente Anbindung der österreichischen Erdgasspeicher an das Fernleitungssystem leiden die Versorgungssicherheit sowie die Möglichkeit der Energie-Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten in Süd-/Osteuropa. Die potentiellen Engpässe bei den Speichertransporten verhindern die Wirkungsweise eines integrierten Erdgasbinnenmarktes und stehen hiermit im Widerspruch zu den prioritären Zielen zur Integration der Märkte.

Zusammenfassend lässt sich aus den vorliegenden Konsultationsunterlagen sowie Erläuterungen bei der Planungskonferenz der Schluss ziehen, dass die gesetzlichen Vorgaben gem. §19 Abs.1 GWG nicht eingehalten wurden und keine ausreichende Begründung für die Verschiebung des Projektes zur Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten geliefert wurde. Die Verschiebung hätte verhindert werden können, wenn zum Zeitpunkt der Abstimmung zwischen GCA und TAG bereits im September 2015 ein Projektantrag zu „TAG 2016/02“ eingereicht worden wäre.

Eine Verzögerung der Umsetzung des Projektes in der LFP 2016 „2012/03 - Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ bzw. im KNEP „GCA 2015/07b additional demand in distribution area +“ auf Q3/2018 wird daher aus Sicht von Uniper Energy Storage entschieden abgelehnt und eine fristgerechte Umsetzung mit Beginn der Ausspeicherperiode in 2017 gefordert.

Mit freundlichen Grüßen

Mag. Michael Schmölzner
Niederlassungsleiter Uniper Energy Storage Austria

RE: Konsultation der Langfristigen Planung 2016 / Consultation of the LTP 2

Peter Muckenhuber
Netz Oberösterreich GmbH

18.07.16 13:42 als Antwort auf Helmut Wernhart.

Sehr geehrte Damen und Herren!

Bezugnehmend auf die in Konsultation befindliche LFP 2016 dürfen wir anregen, dass auch in der in Anhang 1 zur LFP 2016 enthaltenen Beschreibung des Projektes 2012/05 "Druckanhebung OÖ" explizit auf das öffentliche Interesse an der Umsetzung dieses Projektes eingegangen wird.

Freundliche Grüße

Netz Oberösterreich GmbH



EINGEGANGEN
18. Juli 2016

Uniper Global Commodities SE, Holzstraße 6, 40221 Düsseldorf

AGGM Austrian Gas Grid Management AG
Floridsdorfer Hauptstraße 1
Floridotower

AT-1210 Wien

eMail: helmut.wernhart@aggm.at

Uniper Global
Commodities SE
Holzstraße 6
40221 Düsseldorf
www.uniper.energy

Sandra Michaelis
Contract Management
T +49 2 11-7 32 75-96 28
M +49 1 80-90 16 84 75
sandra.michaelis@uniper.energy

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Klaus Schäfer

Vorstand:
Keith Martin
(Vorsitzender)
Stephen Asplin
Damian Bunyan
David Finch
Nadia Jakobi
Novera Khan

Sitz: Düsseldorf
Amtsgericht Düsseldorf
HRB 61123

St.-Nr. 105/5861/2010
Ust.-Id.-Nr. DE192205313

Deutsche Bank AG München
IBAN DE57 7007
0010 0151 6061 00
SWIFT DEUTDE33

Konsultation zum koordinierten Netzentwicklungsplan

15. Juli 2016

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir möchten mit diesem Schreiben zur obengenannten Konsultation Stellung nehmen.

Die Nutzung des Speichers 7Fields trägt unseres Erachtens ganz wesentlich nicht nur zur Sicherheit der Gasversorgung in Österreich bei, sondern darüber hinaus auch zum Funktionieren des österreichischen Gasmarktes im Allgemeinen – insbesondere im Hinblick auf die in Österreich etablierten untertägigen Restriktionen des Bilanzierungsregimes. Die Attraktivität von Speicherkapazitäten im Wettbewerb zu anderen Flexibilitätsprodukten hängen wiederum ganz entscheidend von einer unterbrechungsfreien Transportsituation ab, die an den Speicheranschlusspunkten Zagling und Überacker in der Vergangenheit nicht gegeben war. So sind im Jahr 2014 allein die von uns genutzten Standard-Transportkapazitäten am Speicherpunkt Zagling an 12 Tagen mit über 100 GWh eingeschränkt worden. Die Durchführung des Maßnahmenpaketes zur Verbesserung der Qualität der Transportkapazitäten zumindest der Standardkapazität bis zum Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2017/18 ist angesichts der angespannten Marktsituation für Speicher daher essentiell.

Wir bitten Sie daher zu prüfen, ob die technischen Maßnahmen des Projektes der LFP 2016 „2012/03 - Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ nicht bereits zum Oktober 2017 umgesetzt werden können und so eine Verzögerung der Fertigstellung des Projektes KNEP „GCA 2015/07b additional demand in distribution area+“ vermieden werden kann.

Mit freundlichen Grüßen

(Michael Bosch)

(Sandra Michaelis)