

Langfristige Planung 2015

für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich
für den Zeitraum 2016 - 2025



Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

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

Foto Titelseite: Station Ebelsberg,
Abdruck mit freundlicher Genehmigung der Netz Oberösterreich GmbH

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2.0	29.07.2015	Bericht LFP 2015, Einreichung E-Control Austria
1.0	01.07.2015	Bericht LFP 2015, Konsultation

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
1.1	Ziel der Langfristigen Planung	4
1.2	Vorgehen	4
2	Planungsrahmen für die LFP 2015	6
2.1	Strategische Rahmenbedingungen	6
2.1.1	Energiepolitische Zielsetzungen	6
2.1.2	Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen	13
2.1.3	Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen	17
2.2	Datenmodell der Langfristigen Planung 2015	18
2.2.1	Absatzmodell	18
2.2.2	Entry- Exit Punkte im Verteilernetz	30
2.3	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2014	34
2.4	Leitungsnetz Stand 5/2015	35
2.5	Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010	36
3	Kapazitätssituation im Planungsnullfall	37
3.1	Kapazitätssituation im Jahr 2016	37
3.2	Kapazitätssituation in den Jahren 2017 bis 2025	38
3.3	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher	39
4	Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite	40
4.1	Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass - Projekt – Projektbegründung	40
4.2	Kapazitätserweiterungsanträge	40
4.3	Adaptierung der Station St. Margarethen	41
4.4	Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf	41
4.5	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol	44
4.6	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg	46
4.7	Kapazitätssituation der Speicher im Marktgebiet Ost	47
4.8	Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost	52
4.9	Versorgungssicherheit Salzburg	58

5	Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2015	59
5.1	Fortführung von bereits genehmigten Projekten	59
5.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge.....	60
5.3	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2015	60
5.4	Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2015.....	61
5.5	Risikobewertung der Projekte aus der LFP 2015	62
6	Kapazitätsausweis für das Jahr 2016	64
7	Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2015	66
7.1	Stellungnahme der Netz Oberösterreich GmbH.....	66
7.2	Stellungnahme der Netz Niederösterreich GmbH	67
7.3	Stellungnahme der E.ON Gas Storage GmbH Gas Storage Austria.....	68
7.4	Stellungnahme der OMV Gas Storage GmbH	68
7.5	Stellungnahme der ECONOGAS GmbH.....	68
8	Zusammenfassung	69
8.1	Daten– und Prognosegrundlage	69
8.2	Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen	69

Anhänge zum Bericht der Langfristigen Planung 2015

- ▶ Anhang 1: Projekte der Langfristigen Planung 2015
- ▶ 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 2015

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 2015 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 01.07.2015 im Rahmen der „Präsentation der Konsultationsversion der Gas Netzausbaupläne in Österreich“ gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt.

Im Zeitraum vom 6.7.2015 10:00 bis 20.7.2015 10:00 wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2015, Ausgabe 1 vom 1.7.2015, von der AGGM den Marktteilnehmern zur Konsultation gestellt.

In der vorliegenden Einreichversion der Langfristigen Planung 2015, Ausgabe 2 vom 29.7.2015, werden die Konsultationsbeiträge berücksichtigt und in Kapitel 7 gewürdigt. Die Stellungnahmen sind dem Bericht im Anhang 5 angefügt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2015 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 31.5.2015 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen Planung 2015 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 2015

2.1 Strategische Rahmenbedingungen

In diesem Kapitel folgt eine kurze Zusammenfassung der strategischen Rahmenbedingungen, in die sich die Langfristige Planung 2015 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

Energie Union

Nach Ansicht der Europäischen Kommission steht das Energiesystem in Europa vor der immer dringender werdenden Notwendigkeit, eine nachhaltige, sichere, bezahlbare und wettbewerbsfähige Energieversorgung für alle Bürger zu gewährleisten. Die übermäßige Abhängigkeit von einer begrenzten Anzahl von Lieferquellen macht einige Länder – insbesondere im Erdgasbereich – anfällig für Versorgungsunterbrechungen.

Mit der Vereinbarung zum Rahmen für die Klima- und Energiepolitik bis 2030 sowie zur Europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit wurden im Jahr 2014 wichtige Fortschritte erzielt, auf denen die Energieunion aufbaut.

Die Energieunion beruht auf den drei Zielen der EU Energiepolitik (Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit). Um diese Ziele zu erreichen, konzentriert sich die Energieunion auf fünf sich gegenseitig unterstützende Komponenten:

- ▶ Energieversorgungssicherheit, Solidarität und Vertrauen,
- ▶ Energiebinnenmarkt,
- ▶ Energieeffizienz als Beitrag zur Senkung des Energiebedarfs,
- ▶ Verringerung der CO₂-Emissionen aus der Wirtschaft sowie
- ▶ Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit.

Der mit der Rahmenstrategie verbundene Aktionsplan enthält spezifische Maßnahmen in diesen Bereichen, die in den nächsten Jahren vorbereitet und umgesetzt werden sollen. Der Aktionsplan soll im Laufe der Zeit regelmäßig überprüft und aktualisiert werden, damit er auch bei sich ändernden Herausforderungen und neuen Entwicklungen wirksam bleibt.

Eine interessante Maßnahme wird in Hinblick auf die Energieversorgungssicherheit diskutiert: Auf der Grundlage der Europäischen Strategie für Energieversorgungssicherheit vom Mai 2014 wird die Kommission Möglichkeiten für eine freiwillige Nachfragebündelung prüfen, um bei einer Krise oder bei Abhängigkeit von Mitgliedstaaten von einem einzigen Lieferanten einen gemeinsamen Gaseinkauf zu ermöglichen. Derartige Maßnahmen müssen jedoch vollständig im Einklang mit WTO-Bestimmungen und dem EU-Wettbewerbsrecht stehen.

Mit dem Vertrag von Lissabon (in Kraft getreten 1.12.2009) erhielt die europäische Energiepolitik erstmals eine eigenständige Rechtsgrundlage im Primärrecht. Dies hat die Folge, dass nunmehr auch die Ziele „Versorgungssicherheit“ und „Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung“ explizit verfolgt werden können. Vorher ging es ausschließlich um den Umweltschutz und den freien Energiemarkt.

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

- ▶ Den Klimawandel bekämpfen,
- ▶ die Importabhängigkeit bei fossilen Brennstoffen zu reduzieren und
- ▶ mittels einer wettbewerbsfähigen Energieversorgung Wachstum und Beschäftigung fördern.

Ausdrücklich hält die Kommission an der Annahme fest, dass alle diese Herausforderungen zugleich gemeistert werden könnten.

Im Herbst 2010 stellte die Kommission den Entwurf einer erweiterten Energiestrategie vor, mit Langfristzielen für 2050, ebenso eine Fortschreibung des Energieaktionsplans, gültig für den Zeitraum 2011–2020.

Der auf Basis der Energiestrategie vom Europäischen Rat im März 2007 verabschiedete Aktionsplan „Eine Energiepolitik für Europa“ definiert fünf Bereiche, in denen an der Erreichung der drei energiepolitischen Langfristziele gearbeitet werden soll. Das in der Kommunikation der EU besonders hervorgehobene Ziel einer Treibhausgasreduktion von 20 % bis 2020 stammt nicht aus dem Energieaktionsplan sondern aus dem Bereich Klimapolitik.

Erdgas- und Elektrizitätsbinnenmarkt

Die Schaffung bzw. Vollendung eines EU-weiten Energiebinnenmarktes steht seit Jahren im Zentrum der Energiepolitik der Europäischen Union. Ziel der EU ist es, die Binnenmarktprinzipien auch für Energie zur Geltung zu bringen. Dies erfordert gerade für leitungsgebundene Energieträger (Erdgas und Elektrizität) besondere Regularien. Strom- und Gasnetze stellen sogenannte „natürliche Monopole“ dar.

Die ersten Liberalisierungsrichtlinien wurden Mitte/Ende der 1990er Jahre erlassen, aufgrund zahlreicher Mängel in der Umsetzung folgten 2003 jeweils sog. Beschleunigungsrichtlinien. Diese sahen die Vollendung des Energiebinnenmarktes bis zum 1. Juli 2007 vor.

Im September 2007 hat die EU-Kommission das dritte Paket zum Energiebinnenmarkt vorgelegt. Bestandteil sind Regelungen zum Strom- und Gasmarkt sowie die Gründung der Agentur zur Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER). Im Sommer 2009 konnte das gesamte Paket angenommen werden. Dabei wurde auch eine dritte Unbundling-Option (ITO) eingebracht.

Österreich hat das dritte Liberalisierungspaket v.a. mit dem GWG 2011 umgesetzt.

Energieversorgungssicherheit

Die Gewährleistung von Energieversorgungssicherheit ist eines der drei Hauptziele der EU-Energiepolitik. Eine EU-Energieversorgungssicherheitspolitik nimmt grundsätzlich zwei Arten von Akteurskonstellationen in den Blick. Zum einen das Verhältnis der EU zu Lieferländern von Öl, Gas und Uran, zum anderen das Verhältnis zwischen der EU, den Mitgliedstaaten und den europäischen Energieversorgungsunternehmen.

Im Verhältnis zu den Lieferländern von Öl, Erdgas und Uran sind die Handlungsoptionen der EU begrenzt. Da mit Ausnahme des (von Russland jedoch nicht ratifizierten) Energiecharta-Vertrags keine verbindlichen Rechtsrahmen für internationale Energiemärkte existieren, bleibt die EU auf recht unverbindliche Energiedialoge mit Produzentenstaaten beschränkt. In der nach „innen“ gerichteten Politikdimension fallen die Handlungsmöglichkeiten der EU zwar um einiges größer aus, sie werden jedoch bisher nur in Ansätzen genutzt.

Über das Programm „Transeuropäische Energienetze“ (TEN-E) fördert sie die grenzüberschreitende Verknüpfung der mitgliedstaatlichen Gas- und Stromenergienetze sowie die Planung von Importpipelines.

Im Verhältnis zu Produzentenländern plant die EU einen Ausbau der Energiedialoge sowie die Unterstützung einer Diversifizierung von Rohstoffquellen und Transportrouten.

Energieeffizienz und Erneuerbare Energien

Die Steigerung der Energieeffizienz sowie der Ausbau des Anteils Erneuerbarer Energieträger kann wesentlich zur Erreichung der drei Hauptziele beitragen. Eine erhöhte Energieeffizienz sowie ein größerer Anteil von Erneuerbaren bringt eine relative Senkung der Treibhausgase mit sich und verringert die relative Abhängigkeit beim Import fossiler Energieträger. Investitionen im Bereich Energieeffizienz erhöhen in der Regel auch die Wettbewerbsfähigkeit einer Volkswirtschaft.

Erneuerbare Energie

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.

Energieeffizienz

Im Bereich der Energieeffizienz existieren mehrere Detailrichtlinien, die sich auf einzelne Prozesse und Gerätetypen beziehen (Haushalt, Gebäude, Energiedienstleistungen etc.).

Nach Beschluss des Europäischen Rats soll bis 2020 die Zielmarke einer relativen Reduktion des Energieverbrauchs um 20 Prozent erreicht werden, gemessen an der bislang prognostizierten

Entwicklung. Dieses 20 Prozent-Ziel ist nicht verbindlich, eine Sanktionierung durch Kommission beziehungsweise Europäischen Gerichtshof ist dementsprechend kaum möglich.

Im Juni 2011 wurde ein Richtlinienvorschlag zur Energieeffizienz vorgelegt, der u.a. die Verpflichtung zur Einsparung von 1,5 % des Primärenergieverbrauchs pro Jahr enthält. Der Vorschlag wurde am 25. Oktober 2012 als Energieeffizienzrichtlinie 2012/27/EU erlassen.

Energiotechnologien

Die ambitionierten energiepolitischen Ziele der EU werden nur dann zu erreichen sein, wenn der technologische Fortschritt im Bereich der Energiotechnologien zügig voranschreitet. Dies gilt etwa für die CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Sequestrierung) 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.

Im 6. und 7. Forschungsrahmenprogramm der EU wurden bzw. werden Mittel für die Förderung von Energiotechnologien bereitgestellt. Im Dezember 2008 wurde eine Richtlinie zur geologischen Speicherung von abgedichtetem CO₂ verabschiedet.

Energieaußenpolitik

Energieaußenpolitik bezeichnet eine Arena, die quer zu allen anderen energiepolitischen Handlungsfeldern liegt. Sie umfasst alle Maßnahmen, die nicht die Energiebeziehungen innerhalb der EU regeln, sondern die energiepolitischen Beziehungen zu Akteuren jenseits der EU-Grenzen strukturieren, ganz gleich, ob es sich dabei um Energieversorgungsunternehmen, Regierungen (vor allem von Produzenten- und Transitländern) oder internationale Organisationen (wie IEA oder OPEC) handelt. Energieaußenpolitik ist weitgehend auf das Thema Versorgungssicherheit fokussiert, aber keineswegs völlig darauf beschränkt. Auch Maßnahmen wie der gezielte Export von Energieeffizienzprogrammen, Energiotechnologien oder dem Rechtsrahmen des Energiebinnenmarkts sind Teil der EU-Energieaußenpolitik. In der Rechtsetzungslogik der EU wird der überwiegende Teil der Maßnahmen als Teil der EU-Außenpolitik begriffen. Energieaußenpolitik zählt somit grundsätzlich nicht zur supranationalen 'Ersten Säule' der EU. Dementsprechend bedürfen die Entscheidungen eines einstimmigen Votums aller Mitgliedstaaten.

2.1.1.2 Österreichische Ziele und Maßnahmen

Im „Arbeitsprogramm der österreichischen Bundesregierung 2013 – 2018“ finden sich die aktuellsten energiepolitischen Ziele und Maßnahmen für Österreich. Ein Auszug aus diesem in Schlagworten gehaltenen Programm wird folgend dargestellt. Die wesentlichen Inhalte finden sich in Kapitel 2 „Österreich fit für die Zukunft machen“

Sichere Energieversorgung für Österreich

Ziele: Ein effizientes, leistbares und sozial verträgliches Energiesystem garantiert Versorgungssicherheit, Wohlstand, Wettbewerbsfähigkeit und eine lebenswerte Umwelt; Vorreiterrolle Österreichs durch konsequente Fortsetzung der österreichischen Anti-AKW-Politik stärken!

Herausforderungen: Europäische Rahmenbedingungen, Energiewende, Weiterentwicklung der Netz-Infrastruktur, Wettbewerb, Verfahrensdauer im Energieinfrastrukturbereich, Fördersystem, Versorgungssicherheit, leistbare Energie.

Maßnahmen:

Energiepolitischer Rahmen:

- ▶ Erarbeitung einer Energiestrategie 2030 unter Einbindung aller relevanten Stakeholder.
- ▶ Österreich für die energiepolitischen Herausforderungen rüsten, Berücksichtigung von wirtschafts- und sozialpolitischen Auswirkungen. Chancen für Haushalte und heimische Unternehmen proaktiv nutzen;
- ▶ Laufende Evaluierung / Monitoring der österreichischen Energiepolitik.
- ▶ Mitgestaltung der europäischen Ziele, Fixierung nationaler Ziele im Einklang mit EU-Vorhaben, Wechselwirkungen zu Klima-Zielen usw. beachten;
- ▶ stärkere Konzentration der E-Control auf Regulierungstätigkeit.

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);
- ▶ kein unverhältnismäßiger zusätzlicher Administrationsaufwand in den Betrieben; Stärkung der Energieberatung;
- ▶ starke Vorbildwirkung der öffentlichen Hand (3 % Gebäudesanierung, Beschaffung, Forschung) entsprechend der Kompetenzlage.

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;

- ▶ Erleichterte Genehmigung für das Upgrade von bestehenden Stromleitungen;
- ▶ Bekenntnis zur Errichtung zusätzlicher Wasser- und Pumpspeicherkraftwerke, zum Ausbau der Netz- und Transportinfrastruktur sowie zu Erdgas als Brückentechnologie;
- ▶ Fernwärme- und Kälteleitungsausbau, Anpassungen der Instrumente, Abbau des Förderrückstaus;
- ▶ 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«.

Erneuerbare Energien /Ökostrom / Förderungen:

- ▶ Fortsetzung des erfolgreichen Ausbaus Erneuerbarer Energien;
- ▶ Evaluierung des Ökostrom-Förderregimes und Weiterentwicklung im Gleichklang mit EU-Vorgaben;
- ▶ Umwelt-, wirtschafts-, sozialverträgliches Ökostromsystem – mit dem Ziel einer Marktintegration; Stärkung des Fokus auf Eigenstromverbrauch; rasche Heranführung der Technologien an die Marktreife; punktuelle Verbesserungen im Fördersystem;
- ▶ auf Unionsebene verstärkte Harmonisierung der Förderregime mitgestalten;
- ▶ Evaluierung der Energieförderpolitik aller Gebietskörperschaften;
- ▶ Effizienz, Transparenz und Treffsicherheit der Förderungen erhöhen, Doppelgleisigkeiten vermeiden, Förderpyramide einführen.

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.
- ▶ Fokussierung aller innerösterreichischen Bemühungen zur Durchsetzung gemeinsamer energiepolitischer Positionen auf EU-Ebene;
- ▶ Schaffung spezifischer Rahmenbedingungen auf europäischer Ebene für energiemarktrelevante Börsen, die eine transparente und sachgerechte Preisbildung garantieren und rein spekulative Transaktionen hintanhalt.

Stärkung des Wirtschafts- und Beschäftigungsstandorts:

- ▶ Schutzmaßnahmen für Unternehmen, die aufgrund ihrer exponierter Position durch zusätzliche Energie- oder Zertifikatskosten Wettbewerbsnachteile erleiden, auf Basis strenger Maßstäbe;
- ▶ verstärkte Nutzung europäischer Finanzierungsmöglichkeiten.

Anstoßen von Innovationen im Energiesystem:

- ▶ Energieeffizientere Produkte und Prozesse durch neue Materialien bzw. Technologien;
- ▶ Integration erneuerbarer Energieträger in das Gesamtsystem (Smart Grids, Speichertechnologien);
- ▶ neue Lösungen für intelligentes und nachhaltiges Sanieren suchen;
- ▶ Intensivierung der Entwicklung von Low Carbon-Technologien in energieintensiven Industrien;
- ▶ Mobilisierung der Energieforschungsaktivitäten der Unternehmen;
- ▶ Energieforschung im Rahmen der FTI Strategie der Bundesregierung stärken.

Umwelt schützen und nachhaltiges Wachstum fördern

Ziele: Die Bundesregierung bekennt sich zu einer nachhaltigen Umweltpolitik. Ökosoziales Handeln ermöglicht wirtschaftliche Nachhaltigkeit, verbessert die Lebensqualität, verringert die Belastung durch Schadstoffe und Lärm, erhält biologische Vielfalt, baut erneuerbare Energie aus und steigert die Energie- und Ressourceneffizienz. Sie nimmt die globale Verantwortung durch eine ambitionierte Klima- und Anti-AKW-Politik wahr und stärkt den Wirtschafts- und Beschäftigungsstandort.

Maßnahmen:

- ▶ Globale Verantwortung: Klimawandel, Anti-AKW Politik »Raus aus der Erdölfalle!«
- ▶ Österreich tritt für ein ambitioniertes Weltklimaabkommen (»< 2°C-Ziel«) und die Berücksichtigung des Klimaschutzes in internationalen Handelsabkommen ein;
- ▶ »EU 2020-Ziele«: Umsetzung der österreichischen Selbstverpflichtung (Erneuerbare Energie 34 %; Treibhausgasemissionen –16 %, Energieeffizienz +20 %);
- ▶ der EU-Emissionshandel muss deutliche Anreize zur Emissionsreduktion und langfristige Planungssicherheit für Investoren schaffen;
- ▶ Reduktion der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern im täglichen Leben durch CO₂-Reduktion im Verkehr (z. B. E-Mobilität, Ausbau des öffentlichen Verkehrs und innovative Mobilitätskonzepte), thermische Gebäudesanierung (3 %-Ziel) und Fernwärmeanschlüsse;
- ▶ Klimapakt zur Umsetzung des Klimaschutzgesetzes und des Klimamaßnahmenkatalogs, Festlegung weiterer Maßnahmen bis 2018 samt verbindlichem Sanktionsmechanismus; Evaluierung und Umsetzung der nationalen Klimawandelanpassungsstrategie; Informationsoffensive;
- ▶ aktive Unterstützung der »EU-Klimastrategie 2030« mit ambitionierten Treibhausgas-, Energieeffizienz- und Erneuerbaren-Zielen ohne AKWs;
- ▶ Einsatz gegen direkte und indirekte AKW-Förderungen; konsequente Weiterführung von Stresstests; Einführung einer Betreiberhaftpflicht;
- ▶ gegen »grenznahe« AKWs und Lagerstätten werden alle rechtlichen und politischen Möglichkeiten zur Wahrung der österreichischen Sicherheitsinteressen genutzt;
- ▶ Umsetzung der verpflichtenden Stromkennzeichnung in Österreich bis 2015.

2.1.2 Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen

2.1.2.1 TYNDP, Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan

Das Ziel des TYNDP (Ten Year Network Development Plan) ist es, eine einheitliche Sicht der Pan-Europäischen Gas Infrastruktur bereitzustellen und potentielle Lücken in zukünftigen Investitionen zu signalisieren. Der TYNDP wird von der ENTSOG (European Network of Transmission System Operators for Gas) alle zwei Jahre erstellt.

Wie in den letzten Langfristigen Planungen hat die AGGM auch in der LFP 2015 die europäische Situation bezüglich Netzinfrastuktur, Gasaufbringung und Gasnachfrage mitberücksichtigt.

Der von der ENTSOG 2015 veröffentlichte TYNDP enthält folgende für die LFP 2015 relevante Informationen.

Gasinfrastruktur

Der TYNDP enthält eine Liste an künftigen europäischen Gasinfrastrukturprojekten. Die folgende Darstellung enthält eine Auflistung jener Projekte, die einen Einfluss auf Österreich haben können und wie sie in der LFP 2015 berücksichtigt wurden:

Connection to Oberkappel (FID nicht erteilt)

Das Projekt verbindet das Net4Gas System mit Oberkappel. Bei der Errichtung dieser Infrastrukturen könnte Gas über die North Stream, OPAL, Gazelle Leitung, Net4Gas, „Connection to Oberkappel“ und PENTA West nach Österreich und den süddeutschen Raum transportiert 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 (FID erteilt)

Die Errichtung der Monacoleitung sichert eine bessere Versorgung des süddeutschen Raumes, mit dem Effekt, dass auch das Marktgebiet Tirol besser angebunden wird. Weiters verbessert die Monaco Leitung die Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach, wodurch sich die Speichertransporte im Verteilergebiete zu und von diesen Speichern verändern können.

Die österreichischen Projekte sind im Kapitel 2.1.2.4 dargestellt

Gasaufbringung

Der TYNDP geht weiterhin von einem Rückgang der Eigenproduktion aus, wodurch selbst bei einem stabilen Gesamtgasabsatz eine Erhöhung der Importe erforderlich sein wird. Aus derzeitiger Perspektive werden diese zusätzlichen Importe aus Russland und über LNG Quellen erfolgen. Andere Quellen, wie Algerien bzw. Libyen, werden auf demselben Level weiter genutzt werden. Quellen wie die Kaspische Region haben nur einen geringen Einfluss auf die Gesamtaufbringung. Norwegische Quellen stehen in Konkurrenz zu anderen LNG Quellen, Investitionen zur stärkeren Anbindung dieser Quellen wurden bis dato noch nicht entschieden.

Gasabsatz

Im TYNDP werden mehrere Absatzprognosen aus unterschiedlichen Quellen mit unterschiedlichen Basisannahmen dargestellt (vgl. TYNDP 2015, S. 71f).

Die Veränderung des Jahresverbrauches von 2013 bis 2022 weist je nach Quelle und Szenario eine Streuung von stark fallend bis steigend auf.

ENTSOG geht in unterschiedlichen Szenarien von einer schwachen Steigerung des Gesamterdgasabsatzes aus.

Andere Szenarien gehen auch von einem sinkenden Gesamterdgasabsatz aus, vor allem in den Szenarien, in denen die politisch gesetzten Ziele der Treibhausgasreduktion und der Forcierung der erneuerbaren Energiequellen zugrunde gelegt sind.

2.1.2.2 GRIP CEE, Gas Regional Investment Plan Central-East Europe

Der GRIP CEE 2014-2023 wurde am 19. Mai 2014 auf der ENTSOG Website publiziert. Die offizielle Präsentation fand am 26.6.2014 in Wien statt. Der GRIP CEE wurde in der Langfristigen Planung 2015 berücksichtigt.

Der GRIP CEE greift auf die im TYNDP aufgelisteten Projekte zurück und untersucht die Versorgungssicherheit der CEE Staaten unter definierten Unterbrechungsszenarien in Abhängigkeit der Realisierung der FID bzw. FID und non FID Projekte.

Interessant sind die angesetzten Abnahmeszenarien, welche eine Absatzsteigerung zwischen 8% und 12% in der Planungsperiode vorsehen, wobei die hauptsächliche Steigerung vor allem in den ersten Jahren erwartet wird.

Die Analysen basieren auf einem bilanziellen Modell (keine hydraulische Simulation).

In allen Szenarien ist Österreich mit der höchsten Flexibilitätsstufe ausgewiesen.

Dieses Ergebnis spiegelt sich auch in der N-1 Betrachtung des Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 wider (siehe dazu Kapitel 2.5).

2.1.2.3 GRIP Southern Corridor, Gas Regional Investment Plan Southern Corridor

Der GRIP Southern Corridor 2014-2023 wurde am 4. Juni 2014 auf der ENTSOG Website publiziert. Der GRIP Southern Corridor wurde in der Langfristigen Planung 2015 berücksichtigt.

Der GRIP Southern Corridor weist sehr ähnliche Methoden wie der GRIP CEE auf und beantwortet sehr ähnliche Fragestellungen. Auch der GRIP Southern Corridor greift auf die im TYNDP aufgelisteten Projekte zurück und untersucht die Versorgungssicherheit unter definierten Unterbrechungsszenarien in Abhängigkeit der Realisierung der FID bzw. FID und non FID Projekte.

In allen Szenarien ist Österreich mit der höchsten Flexibilitätsstufe ausgewiesen.

2.1.2.4 Koordinierter Netzentwicklungsplan 2015, 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 Verteilergbietsmanagers 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 die Projekte des KNEP und deren Auswirkung auf das Verteilergbiet dargestellt:

GCA: 2015/01 BACI DN800

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: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern

GCA 2015/03: Zusätzlicher Kapazitätsbedarf am Punkt Überackern Aufforderung durch ECA

Ausbaumaßnahmen zur Erhöhung der FZK Kapazität an den GCA West Entries: Um eine zusätzliche Kapazität von 223.414 Nm³/h aus dem Speicher 7 Fields und von 325.328 Nm³/h über Überackern Richtung Baumgarten transportieren zu können (in Summe 1.462.234 Nm³/h) wurde im KNEP das Projekt GCA 2015/02 eingereicht. Das Projekt umfasst ein Paket von Einzelmaßnahmen u.a. auch den Loop der WAG von Oberkappel nach Bad Leonfelden in der Dimension DN 1200. Bei dem maximalen Fluss von Oberkappel Richtung Baumgarten von 1.462.234 Nm³/h stellt sich ein Druck in der WAG in Bad Leonfelden (Stationsausgangsdruck) 45 barg ein. Diese Maßnahme erfüllt weitgehend die Anforderung des Verteilernetzes, wonach für eine Vollversorgung von Linz über Bad Leonfelden ein Druck in der WAG von mindestens 47 barg (Stationseingangsdruck) erforderlich ist.

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 2015/04: Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár – Kapazitätseinmeldung

GCA 2015/05: Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár – Projekteinmeldung

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

GCA 2015/06: Mosonmagyaróvár plus

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

GCA 2015/07a: Mehrbedarf Verteilergebiet

GCA 2015/07b: Mehrbedarf Verteilergebiet +

Diese Projekte korrespondieren mit dem Projekt 2012/03 (Option 1 bzw. Option 2) der LFP 2015. 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.

GCA 2015/08: M1/3 Ceršak-border pipeline

Dieses Projekt sieht eine Kapazitätserhöhung am Punkt Murfeld vor. In der Richtung AT → SLO soll die Kapazität um 195.388 Nm³/h erhöht werden. In der Richtung SLO → AT soll die Kapazität um 614.388 Nm³/h erhöht werden.

Unter anderem ist geplant, dass im Raum Murfeld eine Verdichterstation errichtet wird, die bei einem Gasfluss von SLO → AT das Gas mit einem Zieldruck in Weitendorf auf 50 barg verdichtet.

Derzeit sind noch keine Netzkoppelungsverträge abgeschlossen worden, wobei AGGM aus früheren Gesprächen mit der TAG GmbH davon ausgeht, dass ein Übergabedruck von 50 barg zur Verfügung gestellt wird.

GCA 2015/09: Abwicklungsprogramm Messstrecken Baumgarten

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

GCA 2015/10: Höchstmöglicher Ausweis von FZK Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein – Erfüllung Bescheidaufgabe

Basierend auf der Bescheidaufgabe der ECA für den KNEP 2014 sind entsprechende Projekte auszuarbeiten, damit am Entry Punkt Arnoldstein eine möglichst hohe FZK ausgewiesen werden kann.

Gemäß einer mündlichen Aussage der TAG GmbH geht AGGM davon aus, dass an allen Abzweigpunkten aus der TAG in das Verteilergebiet ein Druck von größer 50 barg sichergestellt ist.

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan wurde gemeinsam mit der Langfristigen Planung am 1. Juli 2015 den Marktteilnehmern vorgestellt.

2.1.2.5 Netzentwicklungsplan Gas 2015, Deutschland

Der Netzentwicklungsplan Gas 2015 wird von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern erstellt. Als Basis dient der von der Bundesnetzagentur bestätigte Szenariorahmen, in dem die zukünftigen Absatzbedarfe und zu berücksichtigenden Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten festgelegt sind.

Im Vergleich zum österreichischen Netzentwicklungsplan erfolgt keine Bedarfserhebung an den Grenzübergabepunkten, da für deutsche Fernleitungsnetzbetreiber keine Ausbaupflichtung der eigenen Netze auf Basis grenzüberschreitender Kapazitätsbedarfe besteht. Eine Ausbaupflichtung 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 anzuschließende Speicher Haidach und 7 Fields hat der Netzentwicklungsplan Deutschland Relevanz für das Marktgebiet Ost. Weiters ist auch die Entwicklung in den vorgelagerten Netzen zu 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.

So wurde der zusätzliche Bedarf für Tirol im Wege des angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibers bayernets zur Berücksichtigung eingebracht. Der zusätzliche Bedarf wurde im Szenariorahmen berücksichtigt. 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 2015

2.2.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt wann, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird und wird für die gesamte Planungsperiode von 2016 bis 2025 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 2015 ist das das Jahr 2015) 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 bis zum Stichtag 31.5.2015 eingetreten Veränderungen der Anschlussleistungen sind in Tabelle 1 zweite Spalte dargestellt. Es ist ein Rückgang um ca. 5% zu verzeichnen.

Die in der Langfristigen Planung 2015 für die Jahre 2016 bis 2025 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 2016 bis 2025 sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: In der LFP 2015 berücksichtigte Kraftwerksleistung

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

NB	Standort	Erhebung ECA		LFP 2015									
		2014 Q1	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
		[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]	[kNm ³ /h]
	Quelle			Basis: Erhebung der ECA Frühjahr 2014; Kapazitätserweiterungsanträge, Fragebögen Absatzermittlung der Netzbetreiber, Netzzugangsprozess									
Wiener Netze	KW_Leopoldau												
	KW_Donausadt_Summe												
	KW_Simmering_Summe												
Netz Niederösterreich GmbH	KW_Korneuburg												
	KW_Theiß												
	KW_Dürnrohr												
Energienetze Steiermark	KW_Peisching												
	FHKW Graz												
	FHKW_Graz_neu ¹⁾												
	KW_Mellach_alt_Kohle												
Netz Oberösterreich GmbH	KW_Werndorf_alt_Öl												
	KW_Mellach												
	KW_Timelkam												
Linz Gasnetz	FHKW_MITTE												
	KW_Riedersbach												
Salzburg Netz GmbH	FHKW_SÜD												
Energie Klagenfurt GmbH	FHKW_Salzburg												
	FHKW_Klagenfurt												
Summe maximale Kraftwerksleistung													
		¹⁾ nicht gleichzeitig mit KW_Mellach											

Quelle: ECA, AGGM/NK, 2015

2.2.1.3 Abstimmung der Bedarfe der Kraftwerke mit dem Netzausbauplan Strom

Im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung 2015 wurde am 11.6.2015 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.

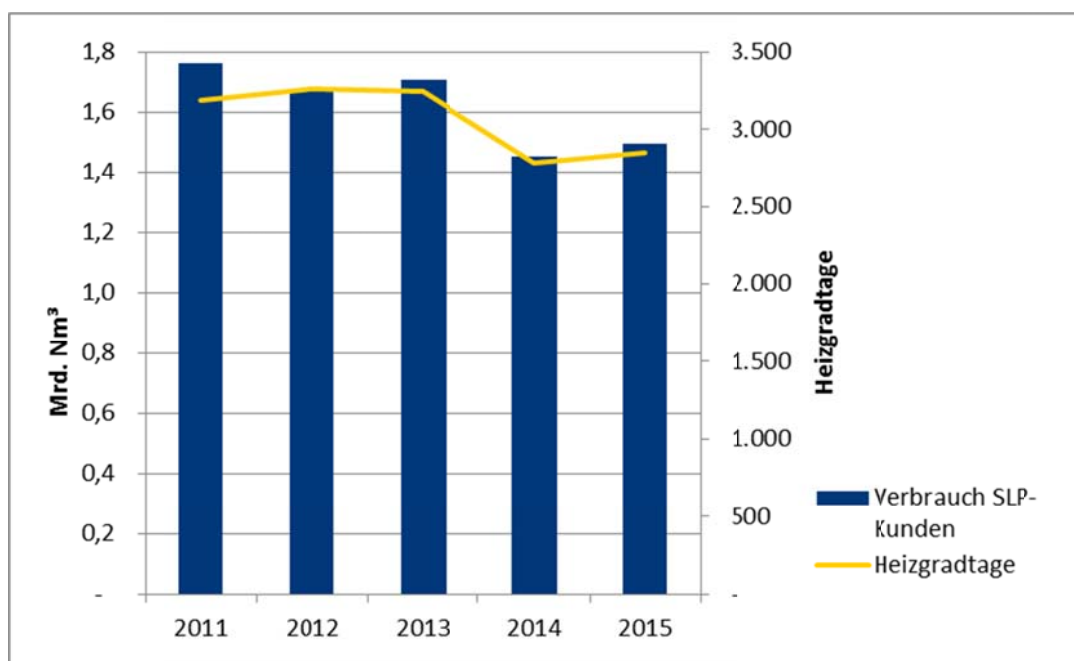
Sowohl im Masterplan 2030 der APG als auch im Netzentwicklungsplan 2015 werden keine neuen Gaskraftwerke in der Planung zugrunde gelegt. Demgegenüber steht ein hohes Ausbaupotential an Windkraftanlagen im Weinviertel und Burgenland und ein Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Westen von Österreich (siehe 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 2015 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 2015 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.

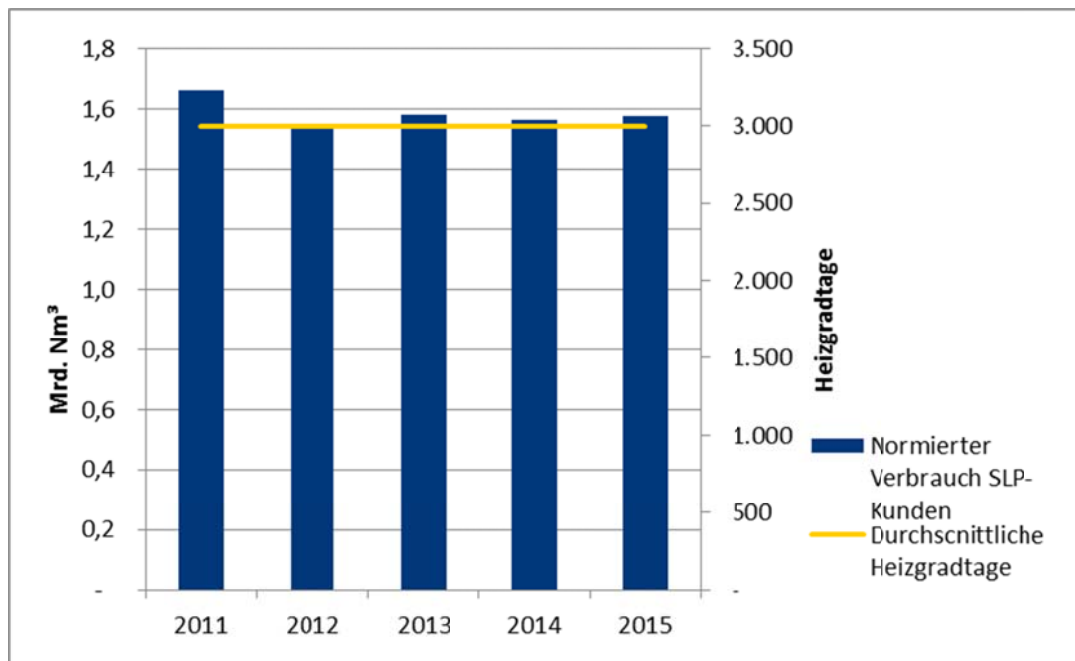
Diagramm 1: Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2015



Quelle: AGGM/NK, 2015

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. Dieses 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 2015

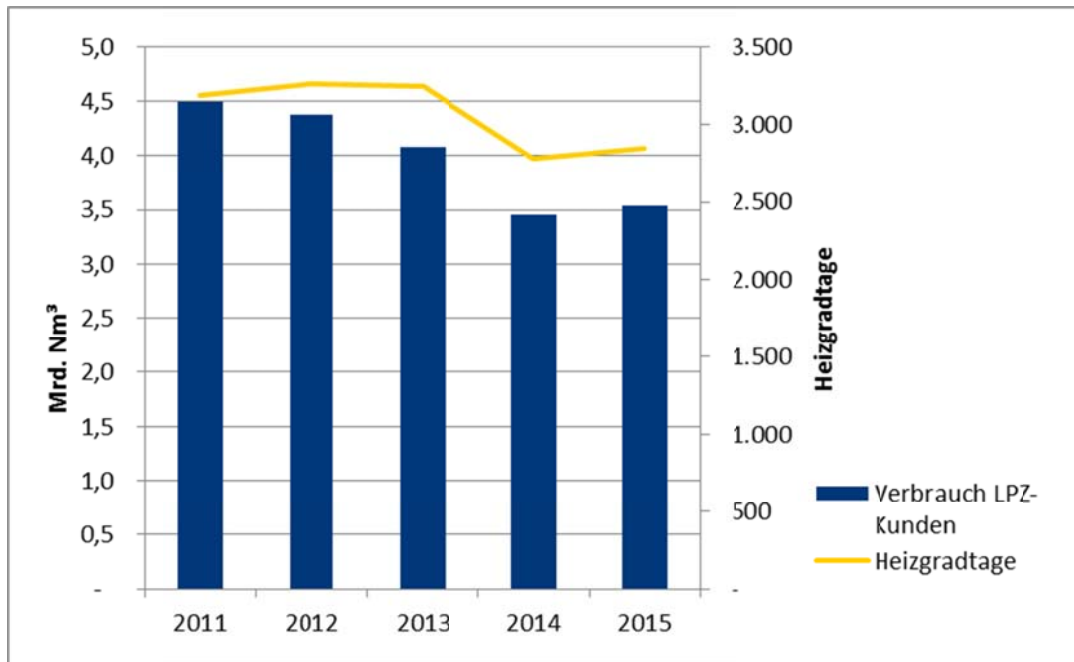


Quelle: AGGM/NK, 2015

2.2.1.5 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der lastprofilgemessenen Kunden

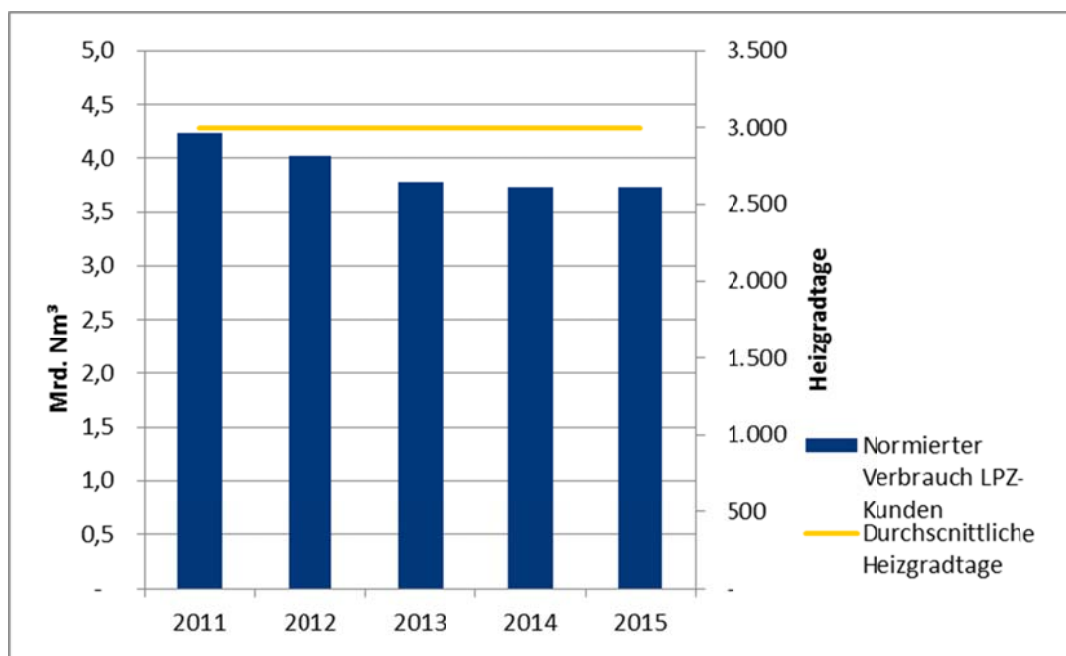
In Diagramm 3 sind der absolute Verbrauch und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2015 dargestellt. Auffallend ist die starke Reduktion des Gesamtabsatzes seit dem Jahr 2011. In Diagramm 4 sind die durchschnittlichen Heizgradtage und der angepasste Verbrauch der LPZ Kunden dargestellt. 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 Gaskraftwerkseinsatz zurückzuführen (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 2015



Quelle: AGGM/NK, 2015

Diagramm 4: Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2015



Quelle: AGGM/NK, 2015

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 2015	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, 2015

Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Hier werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Stagnation auf Status Quo 2015“ unterstellt, dass im Planungszeitraum 2016 bis 2025 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 Gaskraftwerkentwicklung „Stagnation auf Status Quo 2015“ 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 Gaskraftwerkentwicklung „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 Gaskraftwerkentwicklung „Stagnation auf Status Quo 2015“ 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 2015, maximal mögliche Stundenleistung und Jahresabsatz Marktgebiet Ost

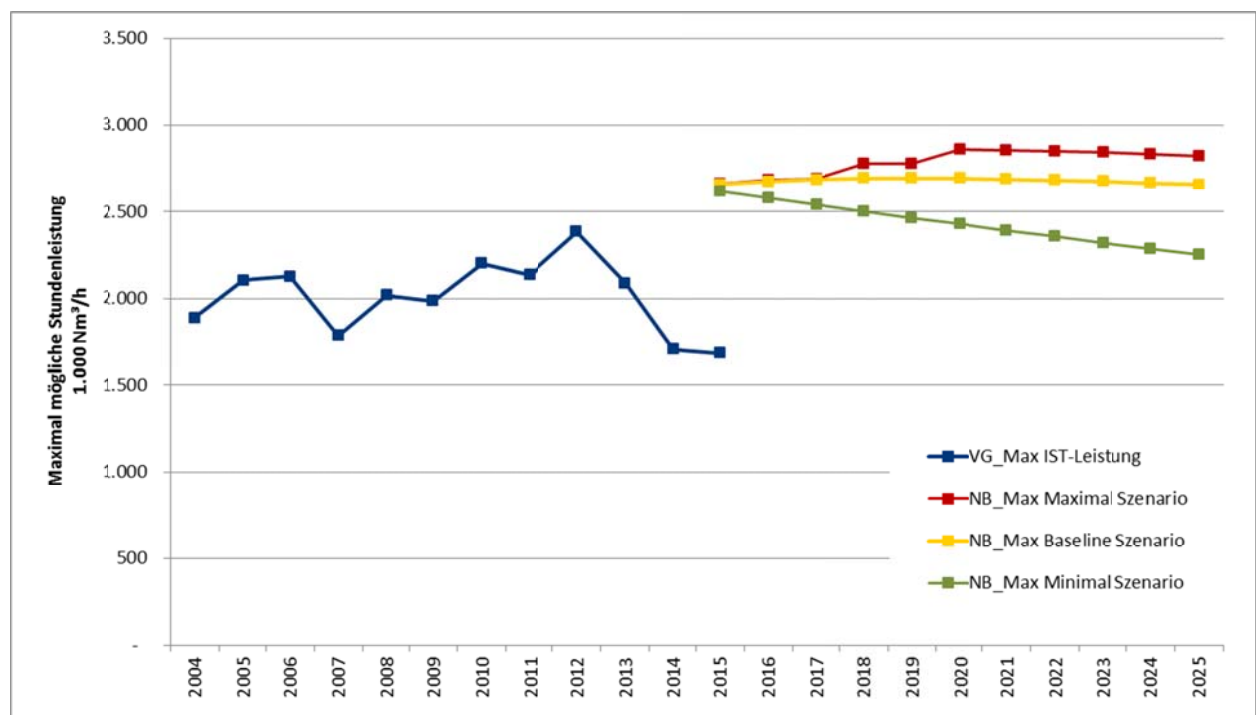
Jedes der drei Absatzszenarien wird einerseits mit der maximal möglichen Stundenleistung als auch mit dem zu erwartenden Jahresabsatz (bei einem Winter mit ca. 3000 Heizgradtagen) beschrieben. Die maximal mögliche Stundenleistung wird als Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur herangezogen. 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 2015 herangezogen.

In Diagramm 5 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2003 bis 2025 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, 2015

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.

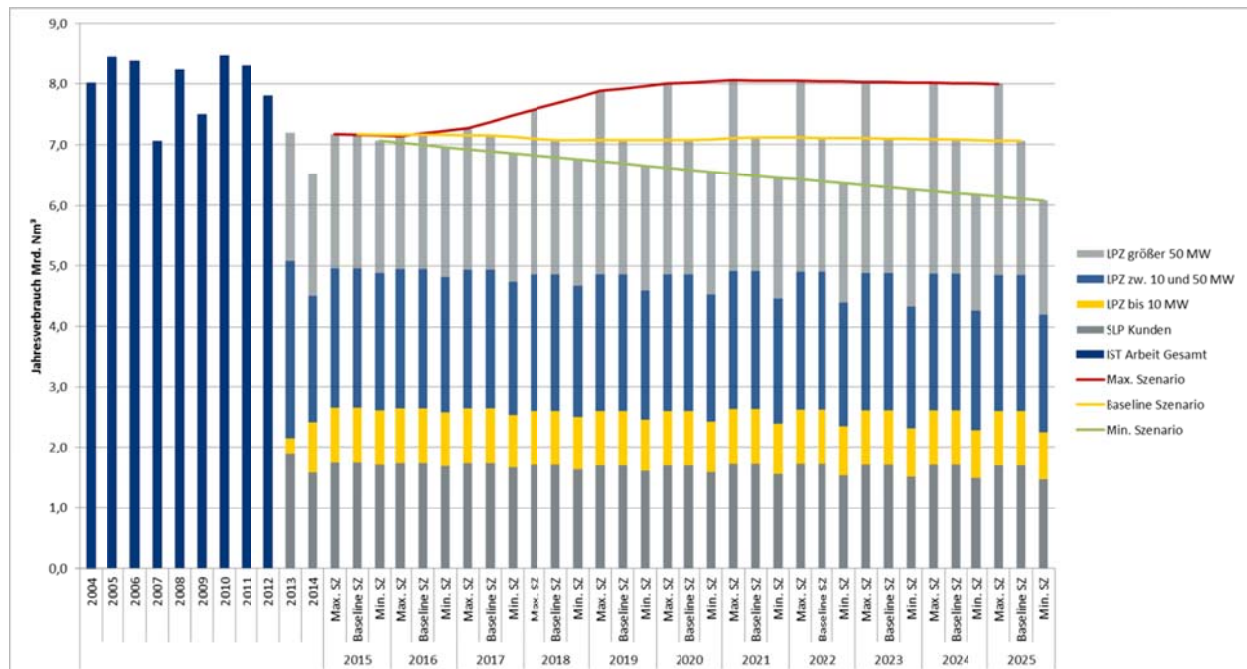
Für die hydraulischen Berechnungen zur Netzauslegung über das gesamte Verteilernetz wird der NB_MAX Wert der maximal möglichen Stundenleistung herangezogen.

In 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. 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.

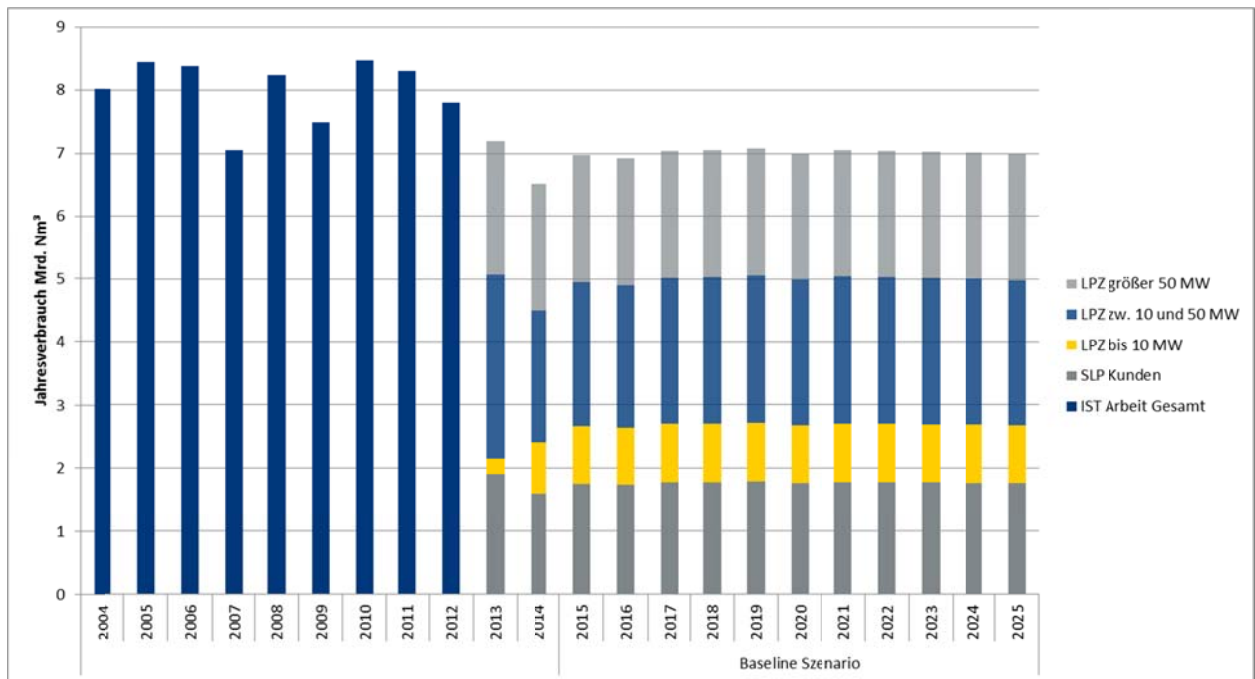
Im Diagramm 10 ist der IST Jahresverbrauch und die Prognose der Jahresverbrauches separat für die Kraftwerke für die drei Szenarien im Vergleich dargestellt.

Diagramm 6: Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



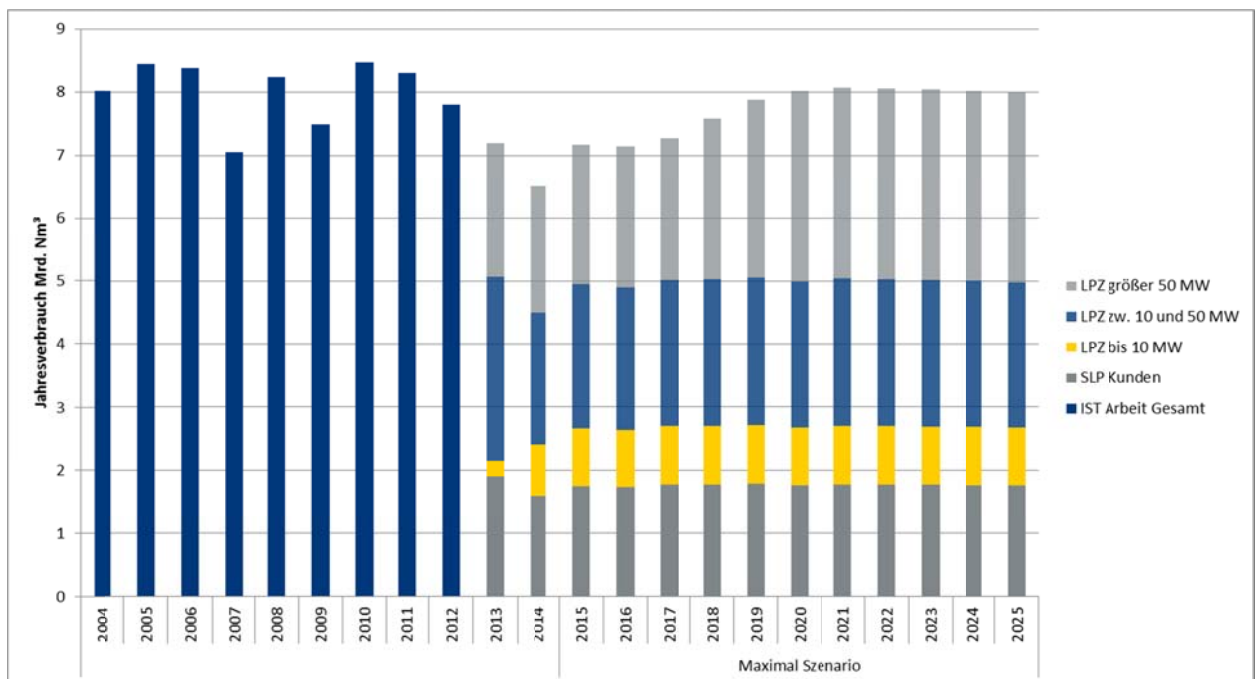
Quelle: AGGM/NK, 2015

Diagramm 7: Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



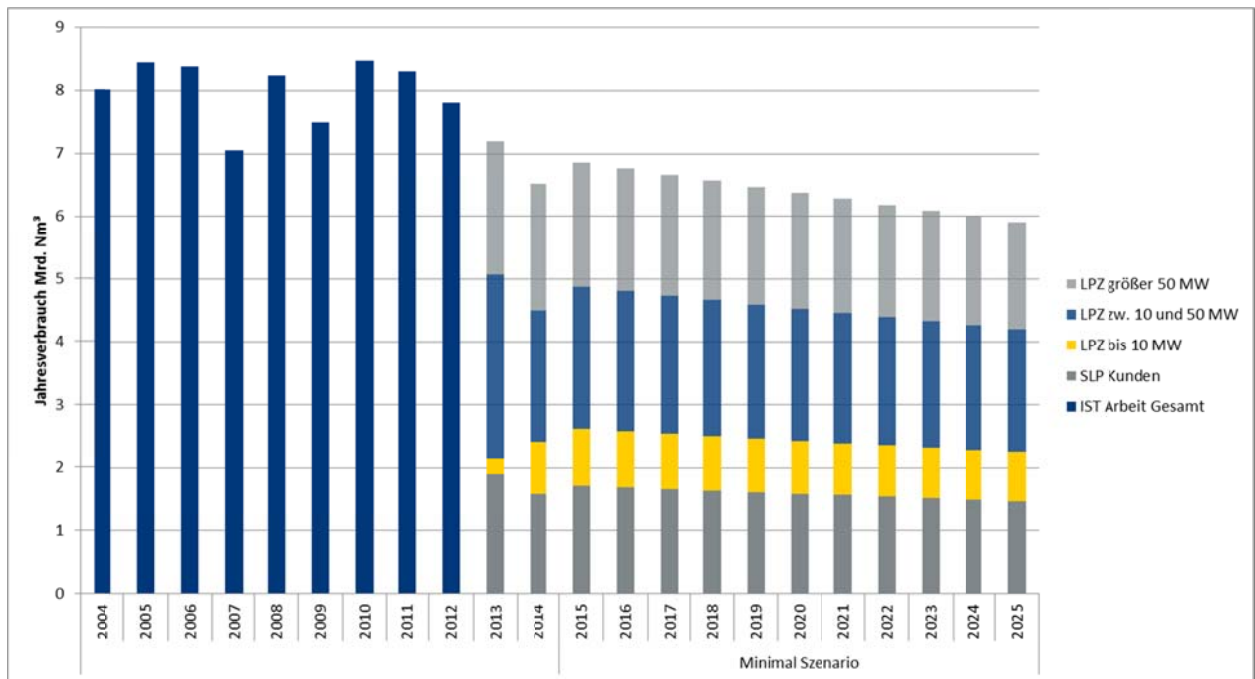
Quelle: AGGM/NK, 2015

Diagramm 8: Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



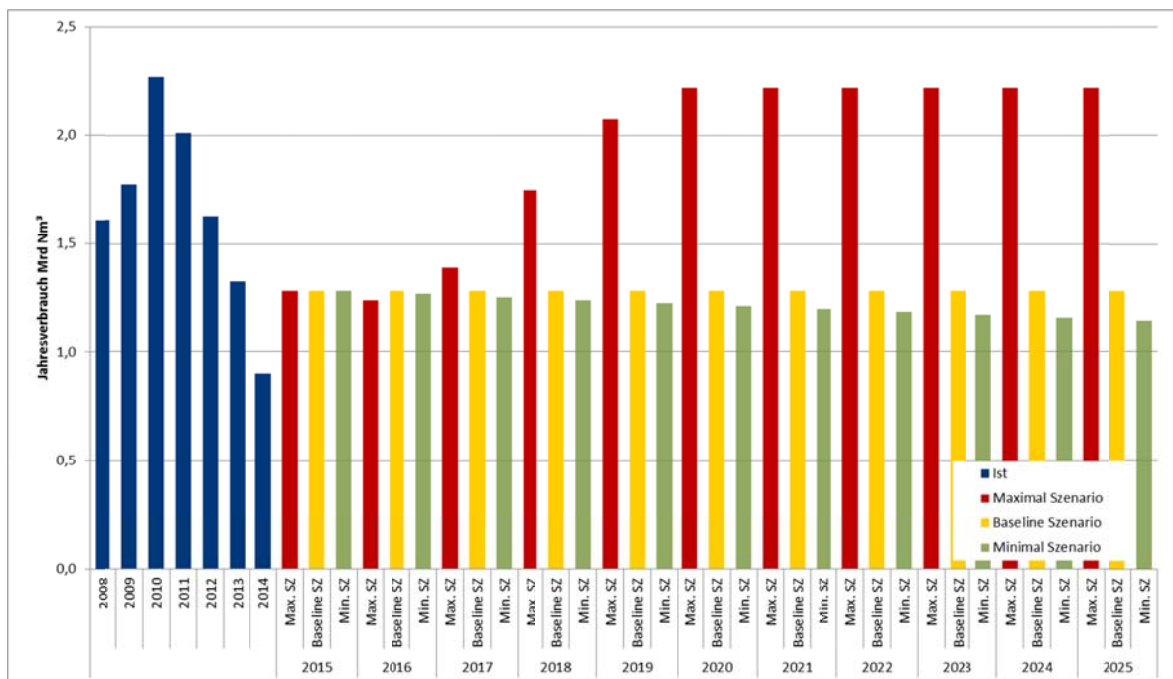
Quelle: AGGM/NK, 2015

Diagramm 9: Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM/NK, 2015

Diagramm 10: Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM/NK, 2015

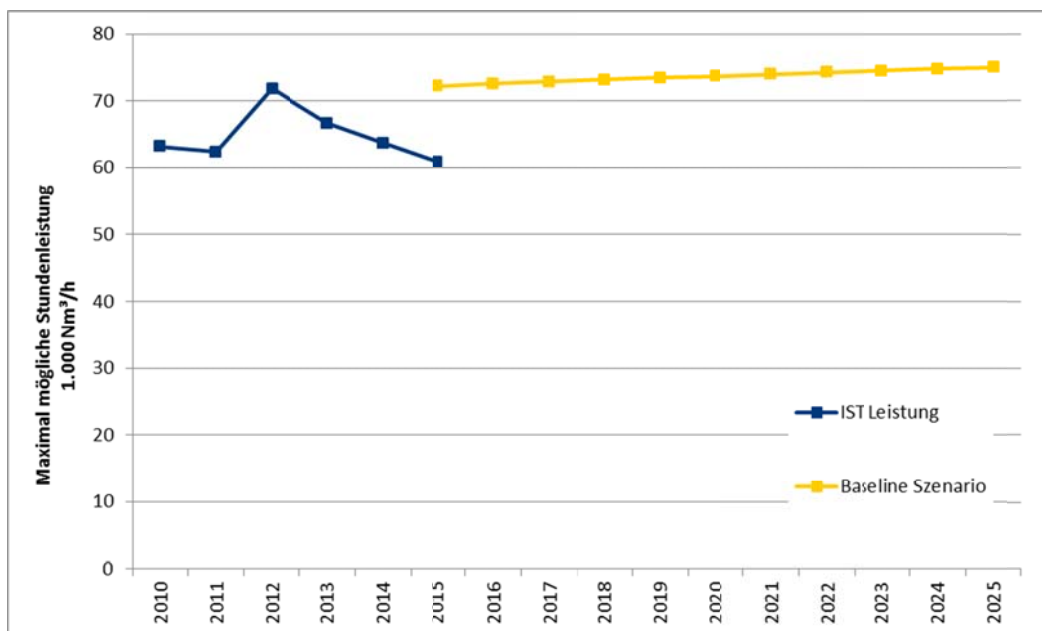
Marktgebiet Vorarlberg

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. Als Basis für die Absatzprognose der LFP 2015 wird der maximale historische Absatz aus dem Februar 2012 herangezogen.

Die von den Netzbetreibern angegebenen Leistungsveränderung für die Jahre 2015 bis 2025 gehen von einer leichten kontinuierlichen Steigerung aus, wobei die absoluten Steigerung 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 4.6.

Diagramm 11: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg



Quelle: AGGM/NK, 2015

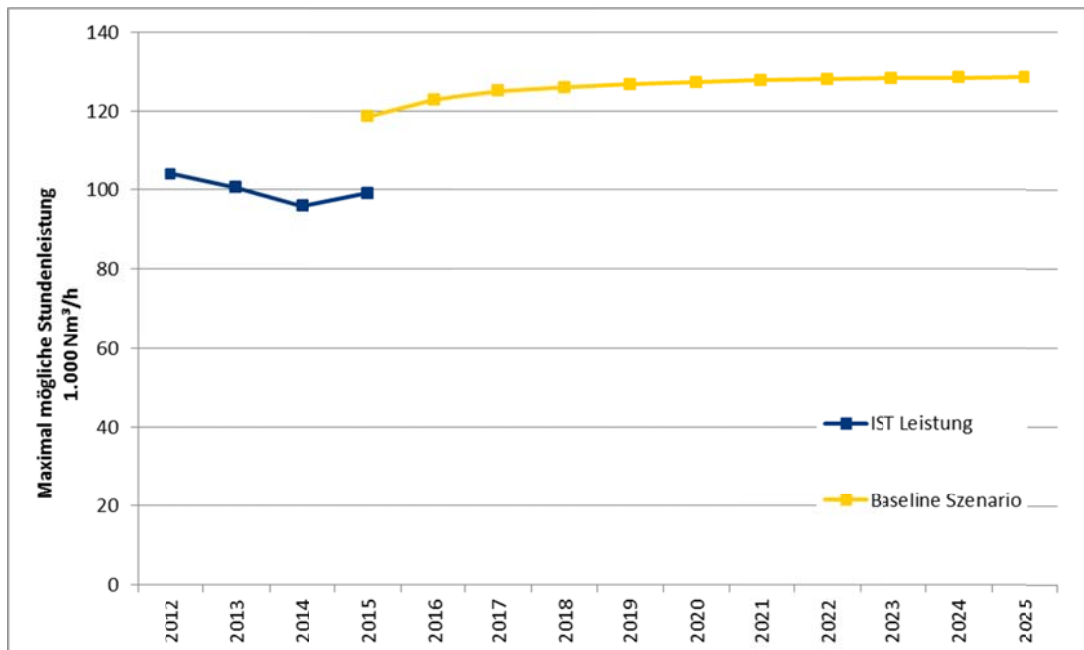
Marktgebiet Tirol

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

Der maximale historische Stundenabsatz mit ca. 104.000 Nm³/h wurde in Tirol im Februar 2012 gemessen. Im Zeitraum Februar 2012 bis Mai 2015 sind Neukunden in der Größenordnung von 320.000 kWh/h (ca. 28.500 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der

Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2015 bis 2025 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Diagramm 12: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol



Quelle: AGGM/NK, 2015

Die zukünftige maximal mögliche Stundenleistung für das Marktgebiet Tirol ist in Diagramm 12 dargestellt. Im Winter 2014/2015 konnte eine Steigerung der maximalen Stundenleistung trotz eines relativ milden Winters verzeichnet werden. Diese Steigerung ist die Auswirkung der zusätzlichen Flächenerschließung der letzten Jahre. Die Konsequenzen aus den steigenden Absatzdaten sind in Kapitel 4.5 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 → Verteilergesamt) beträgt 21.422.795 kWh/h FZK.

Die Exit-Kapazität (Verteilergesamt → 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. Bis 30.9.2015 steht für die Endkunden in Vorarlberg eine Kapazität von 820.000 kWh/h FZK zur Verfügung. Ab 1.10.2015 bis 30.9.2016 steht eine Kapazität von 458.450 kWh/h FZK zur Verfügung. Im Zeitraum vom 1.10.2016 bis 30.9.2015 steht eine Kapazität von 710.450 kWh/h FZK zur Verfügung. Die zusätzlich erforderliche Kapazität wird im regulären Beschaffungsprozess kontrahiert, wobei die Quartale Q4/2015 und Q1/2016 bereits kontrahiert wurden. Siehe dazu Kapitel 4.6.

Kapazitätsvertrag bayernnets

Bayernnets bietet für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine Kapazität von 965.039 kWh/h FZK an. Darüber hinaus kann unterbrechbare Kapazität gebucht werden.

AGGM wird für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine strukturierte Jahresbuchung für das Gasjahr 2016 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. Darüber hinaus wird in den Monaten November bis März eine Kapazität von 140.000 kWh/h UK gebucht, die teilweise mit Lastflusszusagen abgesichert wird. Siehe dazu Kapitel 4.7.

2.2.2.2 Speicher

In Österreich sind derzeit 4 Speicherunternehmen tätig (OMV Gas Storage GmbH, RAG Energy Storage GmbH, Wiener Erdgasspeicher GmbH, E.ON Gas Storage GmbH), die Kapazitätsbuchungen vorgenommen haben. Weitere 2 Speicherunternehmen (astora, GSA LLC) hatten 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 24.188.513 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.

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2015 wurde in Summe ein zusätzlicher Entry Bedarf von ca. 244.000 kWh/h und ein zusätzlicher Exit Bedarf von 96.600 kWh/h gemeldet, der nicht in Form von Kapazitätserweiterungsanträgen eingebracht wurde. Der zusätzliche Bedarf steht als frei verfügbare Kapazität zur Verfügung.

Tabelle 2: Speichieranlagen, gebuchte Kapazität, Stand 1.4.2015

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Ort	NB	Netzzugangs- berechtigter	EIC	EIC-Alias	Kapazität			
					SK Entry kWh/h	UK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	UK Exit kWh/h
Speicher								
Betriebs- und Geschäftsgeheimnis								
Summe								

Quelle: AGGM/NK, 2015

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 1.717.148 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 3).

Tabelle 3: Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.4.2015

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Ort	NB	Netzzugangs- berechtigter	EIC	EIC-Alias	Kapazität			
					SK Entry kWh/h	UK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	UK Exit kWh/h
Produktion								
Betriebs- und Geschäftsgeheimnis								
Summe								

Quelle: AGGM/NK, 2015

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 2015 hat die Die OMV E&P Austria einen Rückgang der benötigten Einspeisekapazität bekannt gegeben. [REDACTED]

Auch die RAG AG hat für die Zukunft einen geringeren Kapazitätsbedarf für die Inlandsproduktion angekündigt.

2.2.2.4 Biogasproduktion

Derzeit sind in Österreich 13 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Die Summe der Kapazitätsbuchung beträgt 31.139 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 1.4.2015

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Ort	NB	EIC	EIC-Alias	Kapazität			
				SK Entry kWh/h	UK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	UK Exit kWh/h
Biogas				<p>Betriebs- und Geschäftsgeheimnis</p>			
Summe							

Quelle: AGGM/NK, 2015

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.

Mit der Implementierung von DIANE (Differenzmengenabwicklung Netzinseln) wird an den Netzinseln Simbach, Schärding, Ach und Laufen keine Kapazitätsbuchung mehr seitens der Marktteilnehmer erforderlich sein. Die Buchung der Kapazitäten erfolgt seitens AGGM bzw. Energienetze Bayern. Mit dieser Maßnahme wird der freie Versorgerwechsel auch innerhalb der Netzinseln ermöglicht.

2.3 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2014

In Tabelle 5 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2014 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 5: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2014

<i>Nr.</i>	<i>Projekt</i>	<i>Projektträger</i>	<i>geplante Fertigstellung</i>	<i>Status</i>
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/4	Adaptierung Station Ebelsberg	Netz Oberösterreich	9/2014	umgesetzt
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	Netz Oberösterreich	Umsetzungsdauer 18 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
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/2015

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, auf Anfrage bei den Netzbetreibern ermittelt.

Projekt 2012/2: Reverseflow Auersthal

Das Projekt ist seitens GCA fertig projektiert. Die festgelegte Ausbauschwelle wurde bis jetzt noch nicht erreicht, somit wurde das Projekt noch nicht umgesetzt.

Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten

Die festgelegte Ausbauschwelle wurde noch nicht erreicht, somit wurde das Projekt noch nicht umgesetzt. Das im Jahr 2012 entworfene Projekt hätte auch in dieser Form nicht mehr umgesetzt werden können, da die dem Projekt zugrunde gelegte technische Realisierung wegen weiterer Adaptierungen in Baumgarten für den Fernleitungs-Bedarf nicht mehr umsetzbar ist. Aus diesem Grund wurde für die LFP 2015 ein Neudesign des technischen Konzeptes, welches die Bedarfe des Verteilergebietes und die Bedarfe der Fernleitungsebene gemeinsam betrachtet, erstellt.

Projekt 2012/4: Adaptierung Station Ebelsberg

Das Projekt wurde im September 2014 fertiggestellt. Die Anlage ist bereits in Betrieb.

Projekt 2012/5: Druckanhebung Oberösterreich

Die Druckanhebung im Netz der Netz Oberösterreich ist erforderlich, um eine möglichst hohe Entry-Kapazität für die Speicher im Netz der Netz Oberösterreich ausweisen zu können und um die Qualität der Standardkapazität zu verbessern. Die festgelegte Ausbauschwelle für dieses Projekt wurde noch nicht erreicht somit wurde das Projekt noch nicht umgesetzt.

Projekt 2013/1: Adaptierung Station St. Margarethen

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung.

Bisher wurden folgende Tätigkeiten umgesetzt und abgeschlossen: Detail Engineering für Rohr-, Hoch- & Tiefbau; Behördliche Errichtungsgenehmigung (Baurecht, GWG); Beschaffungsprozess der Long Lead Items; Beauftragung Rohr-, Hoch-& Tiefbau.

Derzeit wird unter anderem an folgenden Tätigkeiten gearbeitet: Finalisierung Detail Engineering E-MSR; Freigabe der Fertigungspläne zur Fertigung des Filterseparators und der Feinfilter; Vorbereitungsmaßnahmen für Einbindearbeiten; Rohrbau Vorfertigung; Hoch- und Tiefbauarbeiten für die Errichtung des neuen Messgebäudes.

Das Projekt befindet sich im Kosten- und Zeitplan.

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

Für das Projekt „Leitungssegment: Velm – Mannersdorf und Adaptierung der Übergabestation Wilfleinsdorf“ wird die Baureifmachung fortgeführt. Bis dato wurde eine Trassenstudie mit zwei Varianten durchgeführt, wobei eine der Varianten eine Parallelisierung des Altbestandes darstellt. Beide Varianten können kostenmäßig als gleichwertig bezeichnet werden. Derzeit werden Einbauten erhoben und die ersten Gespräche mit betroffenen Gemeindevertretern geführt. Als nächster Schritt werden Planunterlagen auf Parzellengenauigkeit erstellt, um mit den Zustimmungserklärungen und Verbücherungen der Trasse beginnen zu können.

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

2.4 Leitungsnetz Stand 5/2015

Im Anhang 3 ist eine schematische Karte der Ebene 1 Anlagen der Verteilernetze mit dem Stand 5/2015 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]*.

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 6: Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost

Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm ³ /d)	Definition, Erklärungen, Quellenangabe
Epm	275,1	technische Kapazität von Einspeisepunkten
Baumgarten	205,2	∑ Entry Baumgarten (GCA, BOG, TAG; www.gasconnect.at)
Oberkappel	21,8	(www.gasconnect.at)
Überackern	10,1	www.gasconnect.at, Entry-Wert für Sudal
Arnoldstein	37,1	(www.gasconnect.at)
Freilassing&Laa/ Thaya	0,9	techn. verfügbare Kapazität, dzt nicht gebucht (Quelle: AGGM, 27.5.2015)
Pm	3,7	max. Technische Produktionskapazität
Produktion OMV	3,0	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
Produktion RAG	0,7	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
Sm	49,5	maximale technische Ausspeisekapazität
Speicher OMV	31,5	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
Speicher RAG ES	13,4	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
7Fields FL	*	GCA
7Fields VL	4,7	gebuchte Standardkapazität (Quelle: AGGM, 27.05.2015)
Haidach VL	0	dz. keine Verbindung
LNGm	0	Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant
Im	205,2	Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten
Dmax	51,9	Gesamte tägliche Gasnachfrage im analysierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre, Februar 2012 (Quelle: AGGM)

N - 1 [%]

237%

* 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 237%. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung von > 100% gerecht wird.

In der LFP 2013 lag das Ergebnis der N-1 Formel bei 233%, in der LFP 2014 bei 235%. Die geringfügige Steigerung ist vor allem auf die Erhöhung der Einspeisekapazität aus dem Speicher 7 Fields 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 2016

Alle für das Jahr 2015 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netznutzern 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 St. Margarethen

Die Kapazität der Übergabestation wird in sehr kalten Winterperioden voll ausgenutzt. Das Absatzgebiet St. Margarethen befindet sich im Umland von Graz, in diesem Verbrauchszentrum wird noch mit zusätzlichen Neuanschlüssen v.a. von Kleingewerben in der Automobilzulieferbranche gerechnet. Der geplante Umbau der TAG Abzweigstation St. Margarethen deckt diesen Kapazitätsbedarf.

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 4.4 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 4.5.

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 Verteilergesamt (Verteilergesamt ohne Primärverteilungsnetz 2) kleiner war als die Einspeisungen aus Biogasanlagen, Produktion und Speicher in das restliche Verteilergesamt. Ein Transport des ausgespeicherten Gases über das Primärverteilungsnetz 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 4.8

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 4.8

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 2017 bis 2025

Weitere als im vorigen Kapitel beschriebene Kapazitätsengpassbereiche wurden für die Jahre 2017 bis 2025 nicht festgestellt.

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

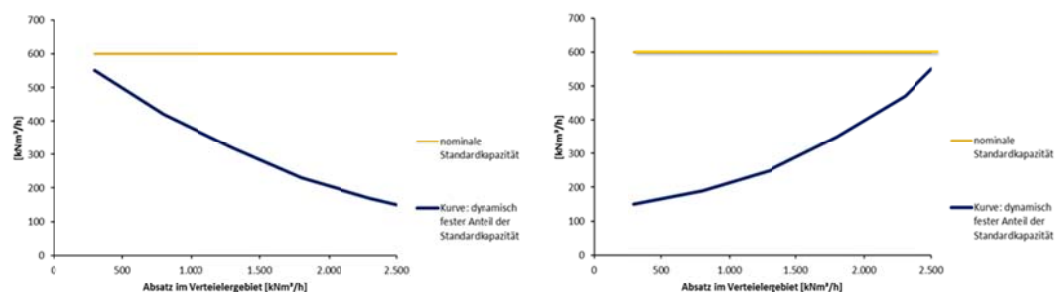
Tritt hingegen das in der Absatzprognose definierte Maximal Szenario oder das Minimal Szenario ein, so hat dies Konsequenzen für die Speicherunternehmen. Die Konsequenzen sind in Abbildung 2 dargestellt.

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 7 für jedes Projekt der Langfristigen Planung 2015 das entsprechende Kapitel zugeordnet, indem die Begründung für dieses Projekt zu finden ist.

Tabelle 7: Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass – erforderliches Projekt – Kapitel Projektbegründung

Kapazitätsengpass	Erforderliches Projekt	Begründung
Kapazitätsengpassbereich St. Margarethen	2013/1: Adaptierung Station St. Margarethen	Kapitel 4.3: Adaptierung der Station St. Margarethen
Kapazitätsengpassbereich Wilfleinsdorf	2014/1: Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Kapitel 4.4: Kapazitätsengpass Wilfleinsdorf - Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf
Kapazitätsengpassbereich Tirol		Kapitel 4.5: Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol
Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Auersthal Reverseflow	2012/2: Reverseflow Auersthal	Kapitel 4.8: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost
Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Verteilergebiet → Fernleitung	2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten 2010/5: Druckanhebung Oberösterreich	Kapitel 4.8: Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost

Quelle: AGGM/NK/2015

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.

Nach Fertigstellung der Netz NÖ Westleitung und weiterer Ausbaumaßnahmen im Netzbereich der Netz Oberösterreich wurde die geschaffene Kapazität den Antragstellern der Kapazitätserweiterungsanträge nach gültiger Prioritätenreihenfolge angeboten. Den Antragstellern wurde eine Frist von 3 Monaten eingeräumt. Wurde binnen dieser Frist ein Netzzugangsantrag gestellt, so wurde der Kapazitätsbedarf zugewiesen, wurde kein Netzzugangsantrag gestellt, wurde der Kapazitätserweiterungsantrag als erledigt betrachtet.

Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge vor.

Die angestrebte Umsetzung der Projekte 2013/01 „Adaptierung der Station St. Margarethen“ und 2014/01 „Leitungssegment: Velm- Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf“ zielen auf keinen individuellen Bedarfsträger ab, sondern werden für ein Kollektiv von Endkunden umgesetzt.

Die Projekte 2012/02 „Reverseflow Auersthal“, 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ und 2012/05 „Druckanhebung Oberösterreich“ dienen zur Verbesserung der Qualität der Standardkapazität. Die Erhöhung der nominalen Standardkapazität steht nicht im Vordergrund.

4.3 Adaptierung der Station St. Margarethen

Dieses Projekt wurde mit der Langfristigen Planung 2013 genehmigt und wird unverändert weitergeführt.

Derzeit ist die Übergabestation St. Margarethen mit 2 Mess-/ Regelstrecken mit einer Stationsverrohrung im Durchmesser 4 Zoll (Header und Mess-/ Regelstrecken) ausgeführt. Durchflusslimitierendes Element in der Station St. Margarethen ist der Durchmesser der Stationsverrohrung. Bei einer Durchflussmenge von 22.000 Nm³/h bei 50 barg Druck liegen die Gasströmungsgeschwindigkeiten über dem zulässigen Bereich. Eine Durchflussmenge von 22.000 Nm³/h wurde im Februar 2012 erreicht, wobei Großabnehmer im nachgelagerten Netz zu dieser Zeit zugesagte Kapazitäten von ca. 5.000 Nm³/h nicht in Anspruch genommen haben. Im Hinblick auf eine sichere Versorgung der Endkunden ist es erforderlich, die Kapazität der TAG Abzweigstation St. Margarethen zu erweitern. Bereits jetzt ist die Station St. Margarethen für Absätze in starken Kälteperioden unterdimensioniert. Der südoststeirische Raum um Gleisdorf und Jennersbach verzeichnet derzeit nach Angaben des Verteilernetzbetreibers ein stetiges Wirtschaftswachstum v.a. im Gewerbebereich. Entsprechend den Angaben des Verteilernetzbetreibers im Fragebogen zur LFP 2013, LFP 2014 und auch zur LFP 2015 ist mit einem zusätzlichen mittelfristigen Absatzpotential von ca. 3.000 Nm³/h, somit in Summe mit ca. 30.000 Nm³/h zu rechnen. Aus diesem Grund wurde das Projekt 2013/1 „Adaptierung Station St. Margarethen“ in der LFP 2013 eingereicht.

Das Umbaukonzept sieht eine komplette Neuerrichtung der gastechnischen Einrichtungen mit einer Stationsverrohrung für die Header in der Dimension 8 Zoll und drei Mess-/Regelstrecken in der Dimension 4 Zoll vor. In dieser Konfiguration kann bei einem Redundanzkonzept von 2+1 eine Kapazität von ca. 36.000 Nm³/h bei 50 barg bereitgestellt werden. Kurzfristig kann die Station bei Ausnutzung der Reservemessstrecke eine Kapazität von ca. 54.000 Nm³/h bei 50 barg leisten.

4.4 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 Verteilergbietes. 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 Gasflussteuerung 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 (Eingangsdruk Station Velm – Ausgangsdruk 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: Eingangsdruk Station Velm (neue Südleitung) - Ausgangsdruk Wilfleinsdorf						
			Planungsnullfall	Ausbauvarianten		
				BA1	BA2	zus. BA3
Netzbetreiber			Absatz	Leitung Velm-Mannersdorf	Station Wilfleinsdorf	Leitung Mannerdorf-Wilfleinsdorf
			[kNm³/h]	[bar]	[bar]	[bar]
maximaler historischer Absatz	Netz Niederösterreich	6,6	17,6	8,2	3,4	5,0
	Netz Burgenland Erdgas	17,4				
Berücksichtigung von Absatzsteigerungen	Netz Niederösterreich	10		19,2	5,0	
	Netz Burgenland Erdgas	25				

Quelle: AGGM/NK/2014

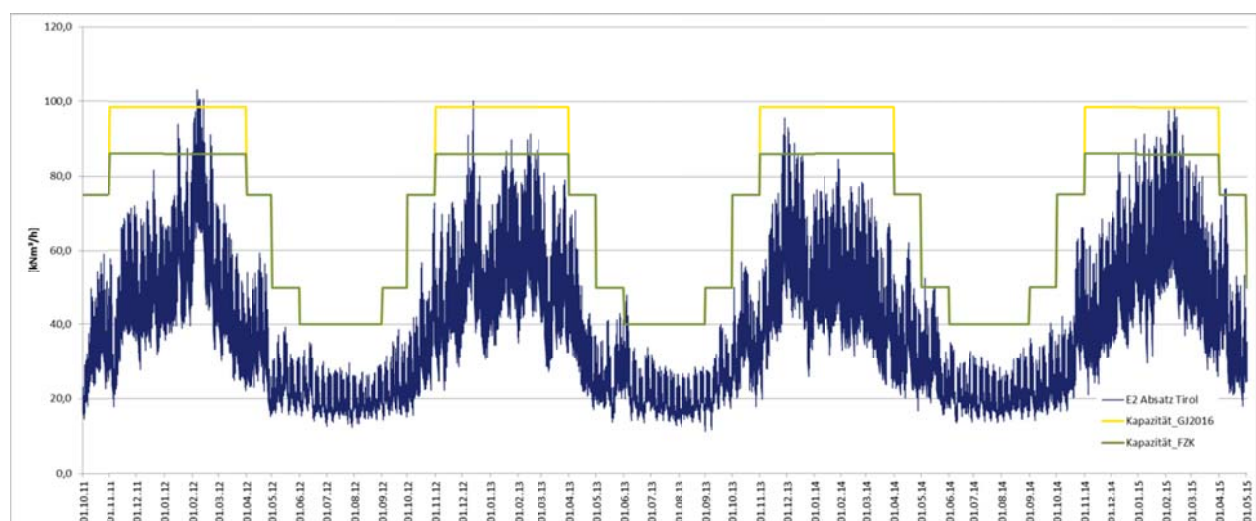
4.5 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol

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 Mai 2015 sind Neukunden in der Größenordnung von 320.000 kWh/h (ca. 28.500 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2015 bis 2025 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 2016 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. Darüber hinaus wird in den Monaten November bis März eine Kapazität von 140.000 kWh/h UK gebucht, die teilweise mit Lastflusszusagen abgesichert wird.

Um zu prüfen, ob diese Einspeisekapazität für die Versorgung der Endkunden ausreicht wurde eine dynamische Modellrechnung durchgeführt. Dabei wurde auf den Temperatur-/Absatzverlauf der letzten vier Jahre, 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 Kapazität für die Zone Kiefersfelden/Pfronten dar. Die gelbe Linie stellt die von AGGM angestrebte Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten für das Gasjahr 2016 dar.

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

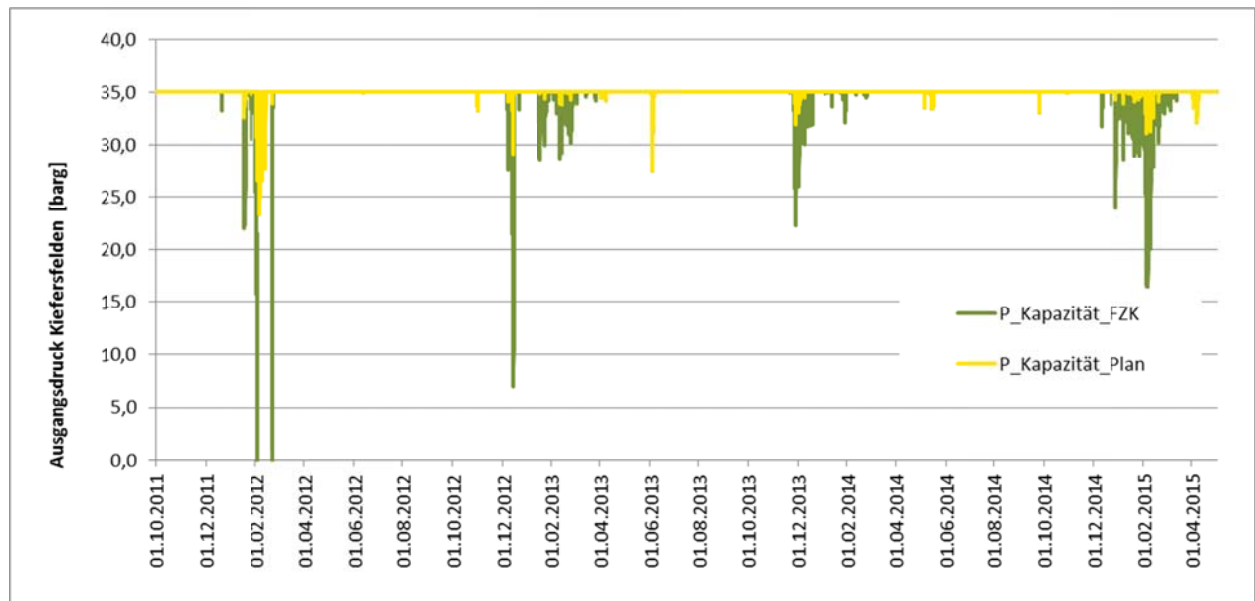


Quelle: AGGM/NK/2015

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. Auch in milden Wintern wie im Winter 2013/14 würde der Druck an der Ausgangsseite der Station Kiefersfelden nicht unter 20 barg fallen. In sehr kalten Wintern wie der Winter 2011/12 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 Kapazität in der Höhe von ca. 140.000 kWh/h FZK während der Wintermonate können alle Endkunden in Tirol sicher versorgt werden.

Diagramm 14: Ergebnis der dynamischen Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol



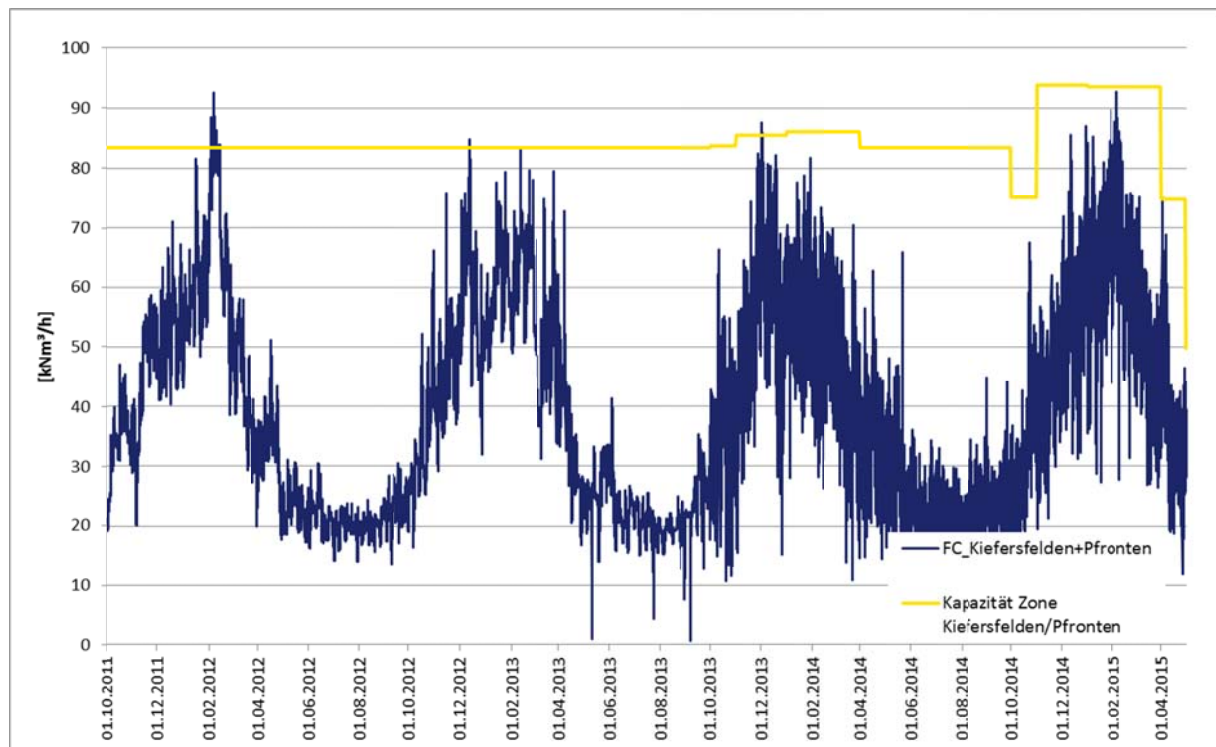
Quelle: AGGM/NK/2015

Derzeit ist jedoch keine zusätzliche FZK Kapazität an der Zone Kiefersfelden/Pfronten verfügbar, es kann lediglich unterbrechbare Kapazität zugekauft werden, die wie im Winter 2014/15 mit Lastflusszusagen zu einer temporären FZK abgesichert werden kann. AGGM wird wie im letzten Winter bei bayernets eine entsprechende Lastflusszusage bestellen. Bayernets schreibt diese Lastflusszusage aus, die Kosten wären vom Marktgebiet Tirol zu tragen.

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.

In Diagramm 15 ist die gebuchte Kapazität in der Zone Kiefersfelden/Pfronten und die Summe der Messwerte von Kiefersfelden und Pfronten dargestellt. AGGM verfolgt das Ziel, dass selbst bei außergewöhnlich hohen Gasflüssen sämtliche Kapazitätsnominierungen im Rahmen der gebuchten Kapazitäten erfolgen. In Diagramm 15 ist ersichtlich, dass selbst im relativ milden Winter 2014/15 die gebuchte Kapazität gut ausgenutzt wurde, was für eine effiziente Kapazitätsbuchung spricht. Wenn im Winter 2014/15 eine längere und härtere Kälteperiode aufgetreten wäre, hätte das Linepack im Tiroler Netz intensiver ausgenutzt werden müssen.

Diagramm 15: gebuchte Kapazität in der Zone Kiefersfelden/Pfronten und Summe der Messwerte von Kiefersfelden und Pfronten



Quelle: AGGM/NK/2015

4.6 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg

Im Zuge der Marktmodellumstellung in Vorarlberg hat AGGM die langfristigen Kapazitätsverträge in Lindau für die Endkunden in Vorarlberg übernommen. Bis 9/2015 steht eine Kapazität von 820.000 kWh/h zur Verfügung. Von 10/2015 bis 9/2016 steht eine Kapazität von 458.450 kWh/h zur Verfügung. Von 10/2016 bis 9/2026 besteht ein Vertrag in der Höhe von 710.450 kWh/h.

Die für das kommende Gasjahr stellt der übernommene Kapazitätsvertrag in der Höhe von 458.450 kWh/h eine gute Basisauslastung dar. In den Monaten Oktober und April wird eine Kapazität von in Summe 600.000 kWh/h kontrahiert. In den Wintermonaten von November bis inkl. März wird eine Kapazität von 760.000 kWh/h beschafft.

Mit diesen Kapazitäten ist die Versorgung der Vorarlberger Endkunden sichergestellt.

4.7 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.

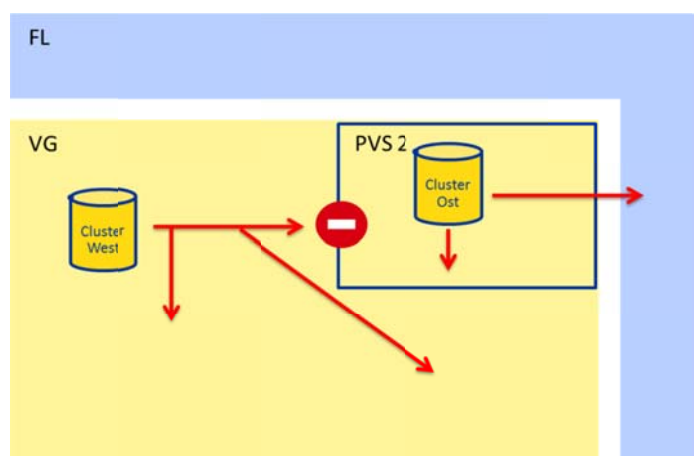
In Summe musste im Q4/2014 und Q1/2015 eine Gasmenge von 275.000 MWh eingeschränkt werden. 109.000 MWh wurden aufgrund des Engpasses im Verteilergesamtgebiet und 166.000 MWh wurden aufgrund des Engpasses zwischen Verteilergesamtgebiet und Fernleitungsebene eingeschränkt. Auf den Speichercluster West 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

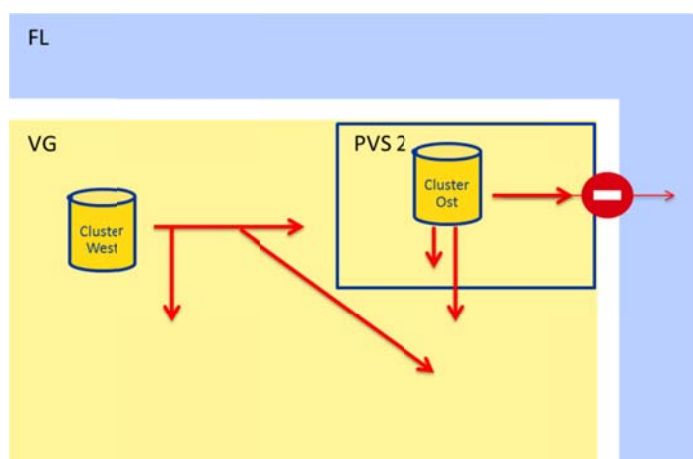


Quelle: AGGM/NK/2015

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 8: 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 %

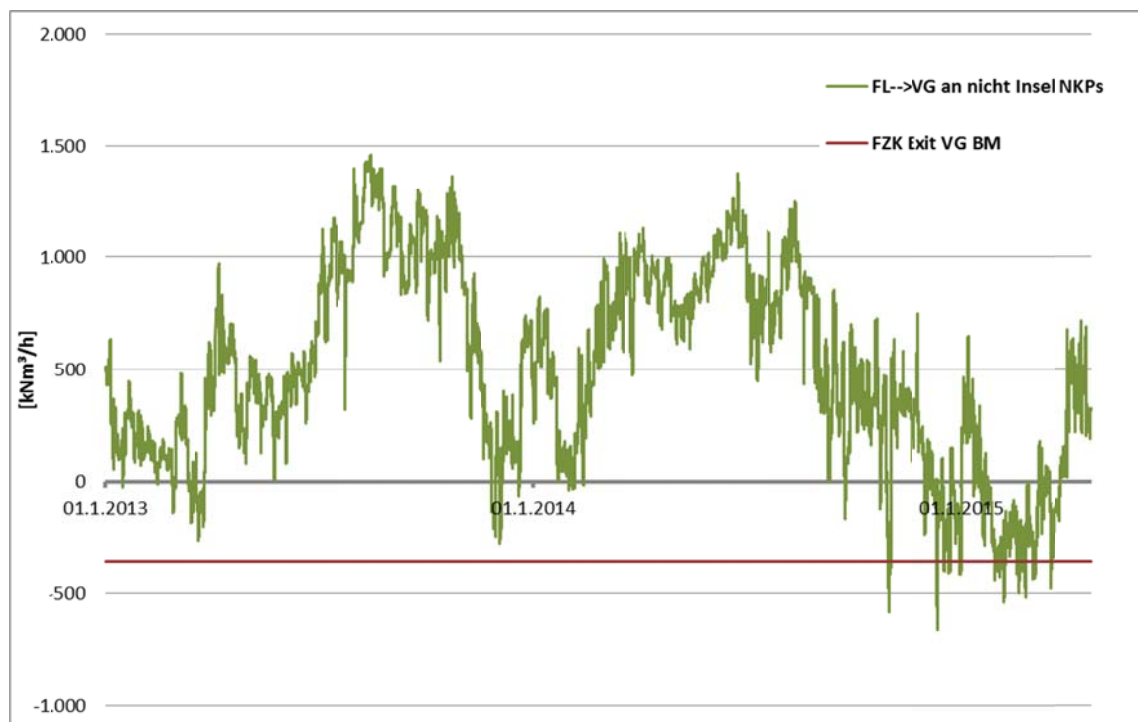
Quelle: AGGM/NK/2015

In Tabelle 8 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 16 sind die Transporte von der Fernleitung in das Verteilerg Gebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilerg Gebiet in das Fernleitungsnetz im Zeitraum 1.1.2013 bis 1.4.2015 dargestellt. Interessant sind die Datenpunkte unterhalb der Nulllinie, an diesen Zeitpunkten wurde Gas in Baumgarten vom Verteilerg Gebiet 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 Verteilerg Gebiet und Fernleitung nicht transportiert werden.

Diagramm 16: Transporte von der Fernleitungsebene in das Verteilerg Gebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilerg Gebiet in das Fernleitungsnetz

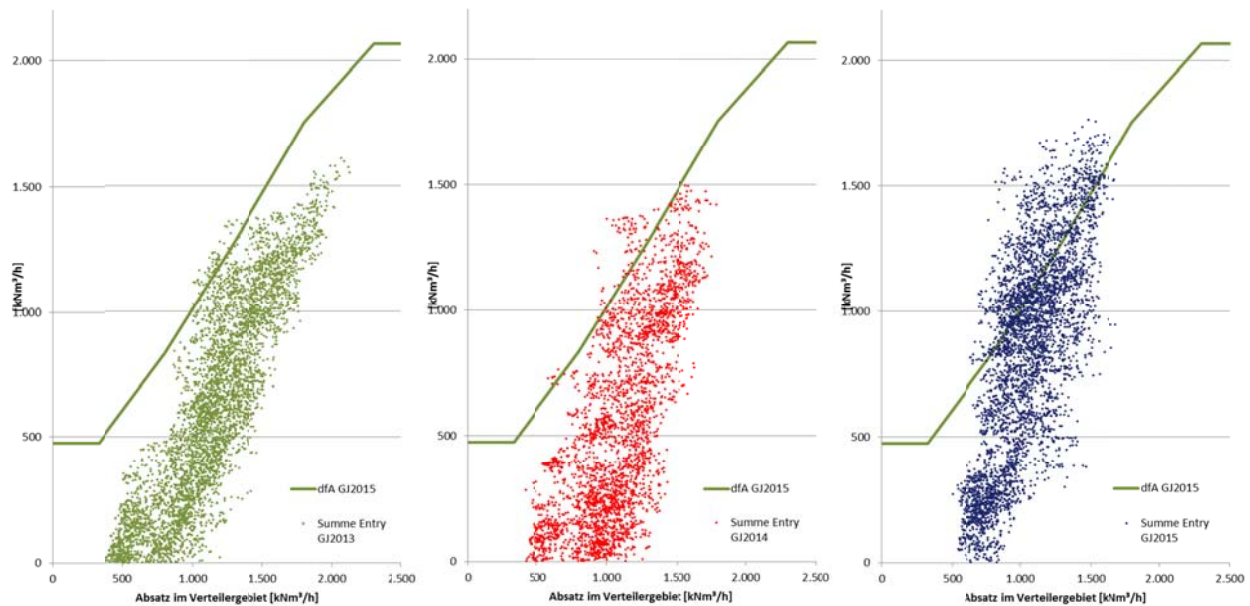


Quelle: AGGM/NK/2015

In Diagramm 17 sind die Speicher Einspeisungen in das Verteilerg Gebiet im Vergleich der Gasjahre 2013 bis 2015 dargestellt. Der Speicher Wien wurde in dieser Darstellung nicht berücksichtigt, da der installierte Röhrenspeicher für einen speziellen Einsatzzweck konzipiert wurde. Für jede Stunde wurden die Speicher Einspeisungen in Relation zum Gesamtabatz im Verteilerg Gebiet Ost gesetzt und in einem xy-Diagramm dargestellt. Zusätzlich wurde in den Diagrammen der dynamisch feste Anteil aller Speicherstandorte zum Zeitpunkt 1.4.2015

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 Auspeicherstruktur feststellbar. Bei gleichem Absatz im Verteilergesamt wurde im Gasjahr 2015 wesentlich mehr ausgespeichert. Diese Tatsache ist ebenfalls in Diagramm 16 ersichtlich.

Diagramm 17: Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergesamt in den Gasjahren 2013, 2014 und 2015 (bis 1.4.2015)



Quelle: AGGM/NK/2015

Ob die Auspeicherstruktur 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 letzten Winter festgestellten Muster jederzeit wieder eintreten können.

Für eine Beseitigung des Engpasses im Verteilergesamt spricht jedenfalls das Ziel eines engpassfreien Verteilergesamtes 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 Verteilergesamt 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.

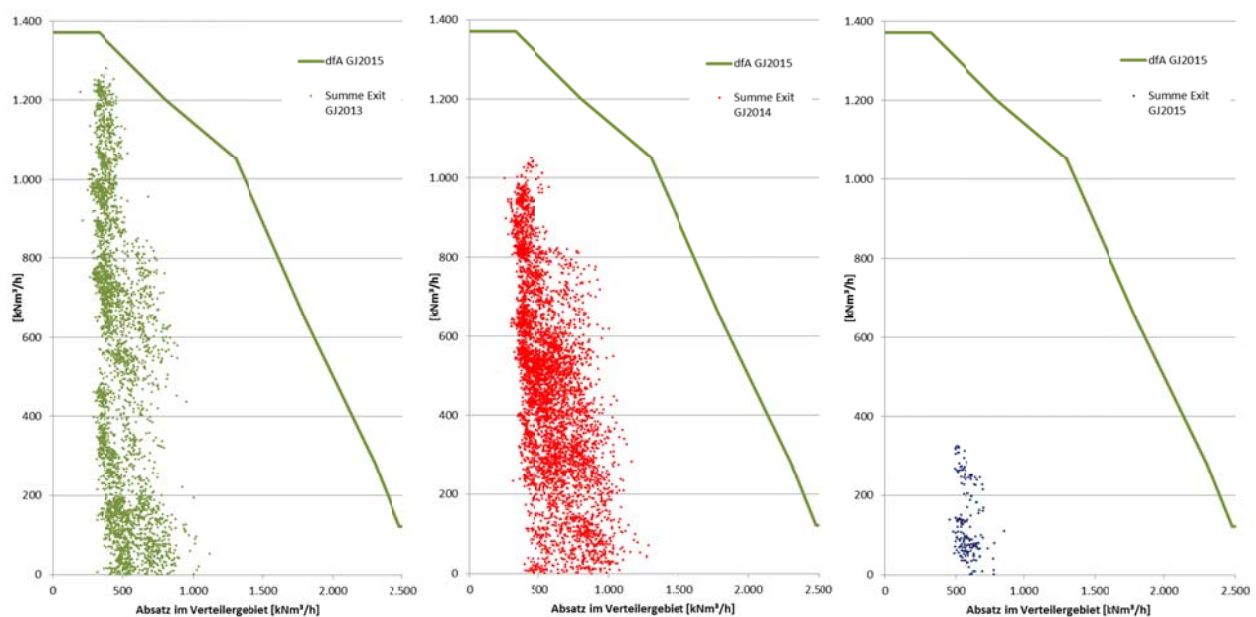
Exit

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 18 sind die Exit Transporte vom Verteilergesamtgebiet in die Speicher im Vergleich der Gasjahre 2013, 2014 und 2015 (bis 1.4.2015) dargestellt. Für jede Stunde wurden die Einspeicherungen in Relation zum Gesamtabsatz im Verteilergesamtgebiet Ost gesetzt und in einem xy-Diagramm dargestellt. Zusätzlich wurde in den Diagrammen der dynamisch feste Anteil aller Speicherstandorte zum Zeitpunkt 1.4.2015 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 geringe Anzahl der Datenpunkte im Gasjahr 2015 ist auf den Zeitpunkt der Datenauswertung zurückzuführen, die Einspeicherperiode ist zu diesem Zeitpunkt noch nicht angelaufen.

Derzeit bestehen keine Kapazitätsengpässe bei der Einspeicherung.

Diagramm 18: Vergleich der Exit Transporte aus dem Verteilergesamtgebiet in die Speicher (ohne Speicher Wien) in den Gasjahren 2013, 2014 und 2015 (bis 1.4.2015)



Quelle: AGGM/NK/2015

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 (zumindest derzeit) nicht durchgeführt.

4.8 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 nicht.

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

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

Das Projekt „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ wurde einem update unterzogen.

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. AGGM beantragt für dieses Projekt eine Streichung der Ausbauschwelle, da derzeit keine weitere Standardkapazität nachgefragt wird, welche die Umsetzung des Projektes auslösen könnte, die Umsetzung aber jedenfalls erforderlich ist. Dieses Projekt ist jedenfalls eine Voraussetzung für die Verbesserung des dynamisch festen Anteiles der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West.

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. Das Projekt 2012/03 liegt in 2 Optionen vor, die 2 technischen Ausbaustufen entsprechen.

In Option 1 wird eine zusätzliche Kapazität von 240.000 Nm³/h geschaffen. Bei Umsetzung des Projektes steht dann in Summe eine Kapazität von 600.000 Nm³/h FZK am Übergabepunkt PVS 2 → PVS 1 bei einem Druck von 54 barg zur Verfügung.

In Option 2 wird eine zusätzliche Kapazität von 600.000 Nm³/h geschaffen. Bei 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.

Die technischen Maßnahmen der Option 1 sind eine Teilmenge der technischen Maßnahmen der Option 2. Entsprechend der von den Speicherunternehmen gemeldeten Bedarfe beantragt

AGGM die Genehmigung des Projektes 2012/03 im Vollausbau, d.h. die Option 2 des Projektes 2012/03.

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 „Druckanhebung Oberösterreich“ beantragt. 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 wurde etwas angepasst, indem die sicherheitsrelevanten Umbaumaßnahmen mit erster Priorität umgesetzt werden (Umsetzungsdauer 18 Monate). Alle weiteren Maßnahmen werden in einem zweiten Schritt umgesetzt, wobei die gesamte Umsetzungsdauer 30 Monate beträgt.

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 ist vorgesehen.

Die Projekte 2012/3 und 2012/5 beheben den Kapazitätsengpass für Speichertransporte vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene, deshalb werden diese Projekte ohne Ausbauschwelle beantragt.

In Tabelle 9 sind die Varianten, die durch die unterschiedliche Realisierung der eingereichten Projekte entstehen können dargestellt.

Tabelle 9: Darstellung der möglichen Varianten für die Verbesserung der Entry Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost

Variante	Umsetzung Projekt 2012/05 „Druckerhöhung Oberösterreich“	Umsetzung Projekt 2012/02 „Reverseflow Auersthal“	Umsetzung Projekt 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“
Variante 1	Ja	Ja	Ja, Option 2 (960 kNm ³ /h)
Variante 2	Nein	Ja	Ja, Option 2 (960 kNm ³ /h)
Variante 3	Ja	Ja	Ja, Option 1 (600 kNm ³ /h)
Variante 4	Nein	Ja	Ja, Option 1 (600 kNm ³ /h)

Quelle: AGGM/NK/2015

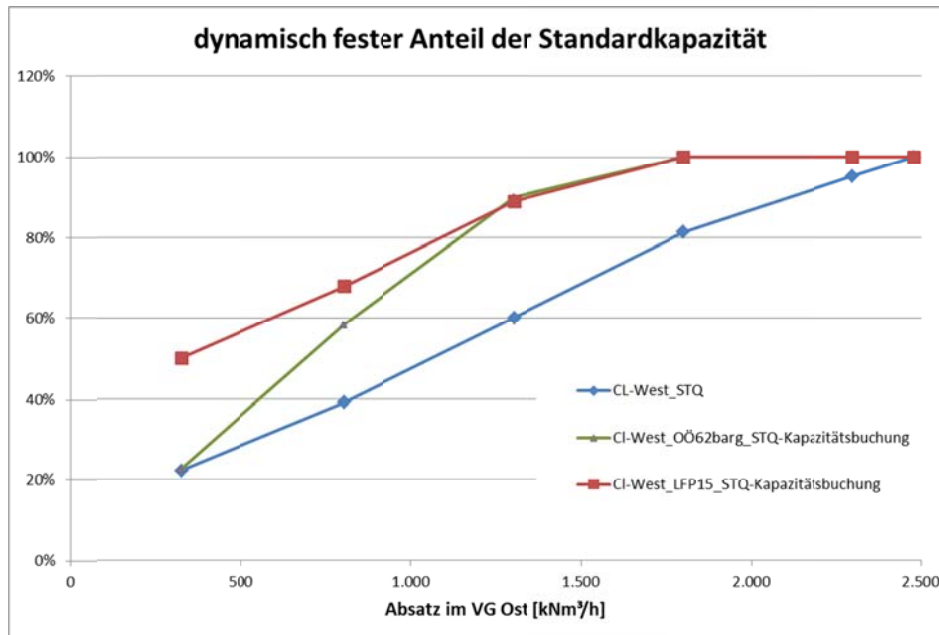
In den Besprechungen am 28.5.2015 und 16.6.2015 wurden die Varianten mit den Speicherunternehmen diskutiert. Die Umsetzung der Variant 1 ist für alle Speicherunternehmen eine gute Lösung. Wird jedoch das Projekt 2012/03 in der kleinen Option genehmigt (zusätzlich 240.000 Nm³/h), so präferieren die Speicherunternehmen unterschiedliche Varianten.

Die Auswirkungen der Umsetzung der unterschiedlichen Varianten auf den dynamisch festen Anteil der Standardkapazität ist in den Diagramm 19 bis Diagramm 22 dargestellt. Alle Kapazitätsberechnungen wurden auf Basis der derzeitigen Kapazitätsbuchungen durchgeführt. Die Kurven für den Status Quo und für die Variante 1 wurden hydraulisch gerechnet. Die Kurven für die Variante 2 bis 4 wurden bilanziell ermittelt, wodurch es zu leichten Unschärfen kommen kann. Die Tendenz der Auswirkungen ist jedoch klar ersichtlich.

In Diagramm 19 ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo (blaue Linie) und bei Umsetzung der Variante 1 (rote Linie) bzw. Variante 2 (grüne Linie) gemäß Tabelle 9 dargestellt. In Diagramm 20 sind dieselben Inhalte für den hydraulischen Cluster Ost dargestellt. Zu erkennen ist, dass sich die Status Quo Linien (blaue Linie) des dynamisch festen Anteiles marginal aber dennoch unterscheiden. Bei Umsetzung der Variante 1 (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 Verteilergelände Ost könnten sehr hohe Gasmengen aus den Speichern in das Verteilernetz eingespeist und Richtung Fernleitung transportiert werden. Beim minimalen Absatz im Verteilergelände können auf gesicherter Basis 50% der gebuchten nominalen Entry Standardkapazität genutzt werden. Wird das Projekt 2012/05 nicht umgesetzt, Variante 2 (grüne Linie) gemäß Tabelle 9, so kann der hydraulische Cluster West das erhöhte Entry Potential nicht vollkommen ausnutzen, da der derzeitige Ausspeicherdruck nicht ausreicht Gas bis auf die Fernleitungsebene zu transportieren. Die grüne Linie liegt für den hydraulischen Cluster West unterhalb der roten Linie. Wohingegen das vom Cluster West nicht genutzte Entry Potential vom Cluster Ost genutzt werden kann. Im Diagramm 20 liegt die grüne Linie über der roten Linie.

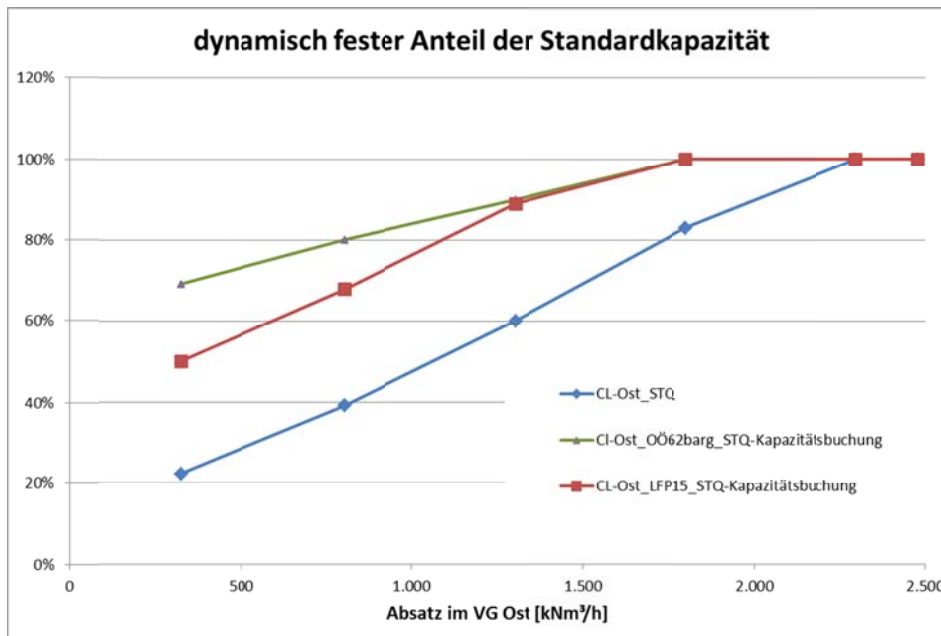
Im Diagramm 21 und Diagramm 22 sind die Auswirkungen der Varianten 3 und 4 gemäß Tabelle 9 dargestellt. Durch die Bereitstellung einer geringeren Exit Kapazität in Baumgarten kann die Qualität der Standardkapazität nur in geringerem Umfang verbessert werden.

Diagramm 19: Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der Variante 1 bzw. Variante 2 gemäß Tabelle 9



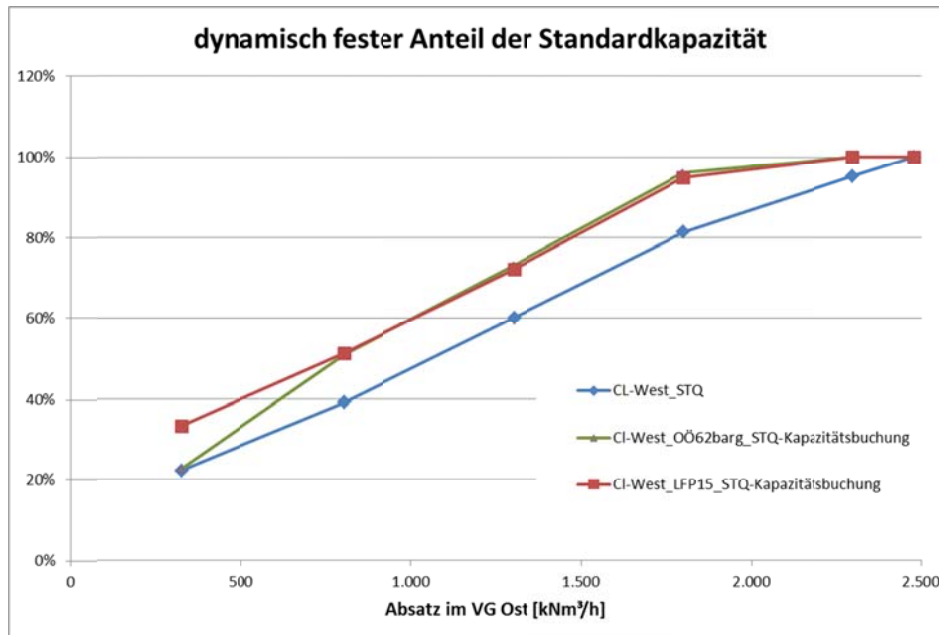
Quelle: AGGM/NK/2015

Diagramm 20: Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der Variante 1 bzw. Variante 2 gemäß Tabelle 9



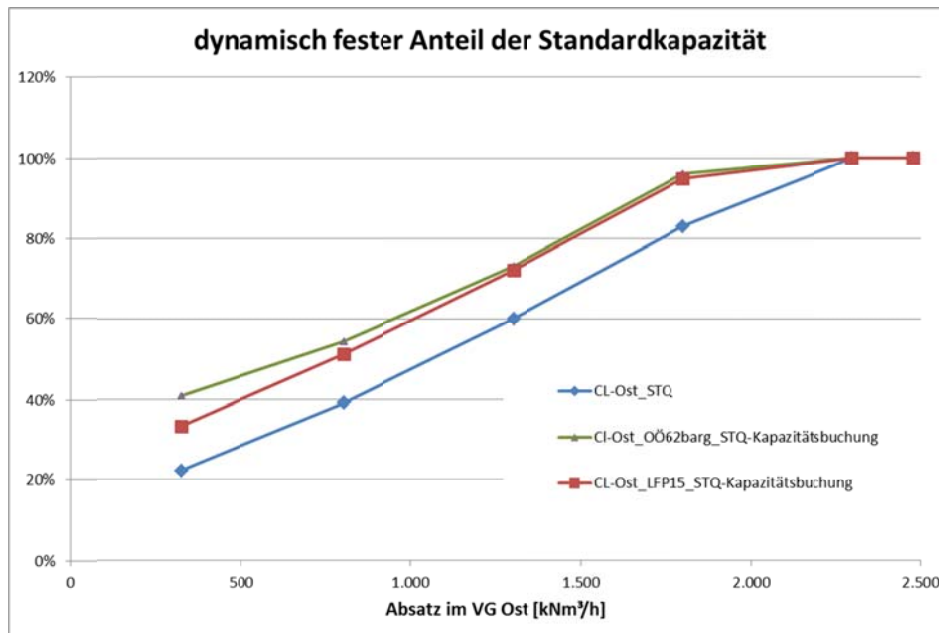
Quelle: AGGM/NK/2015

Diagramm 21: Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der Variante 3 bzw. Variante 4 gemäß Tabelle 9



Quelle: AGGM/NK/2015

Diagramm 22: Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der Variante 3 bzw. Variante 4 gemäß Tabelle 9



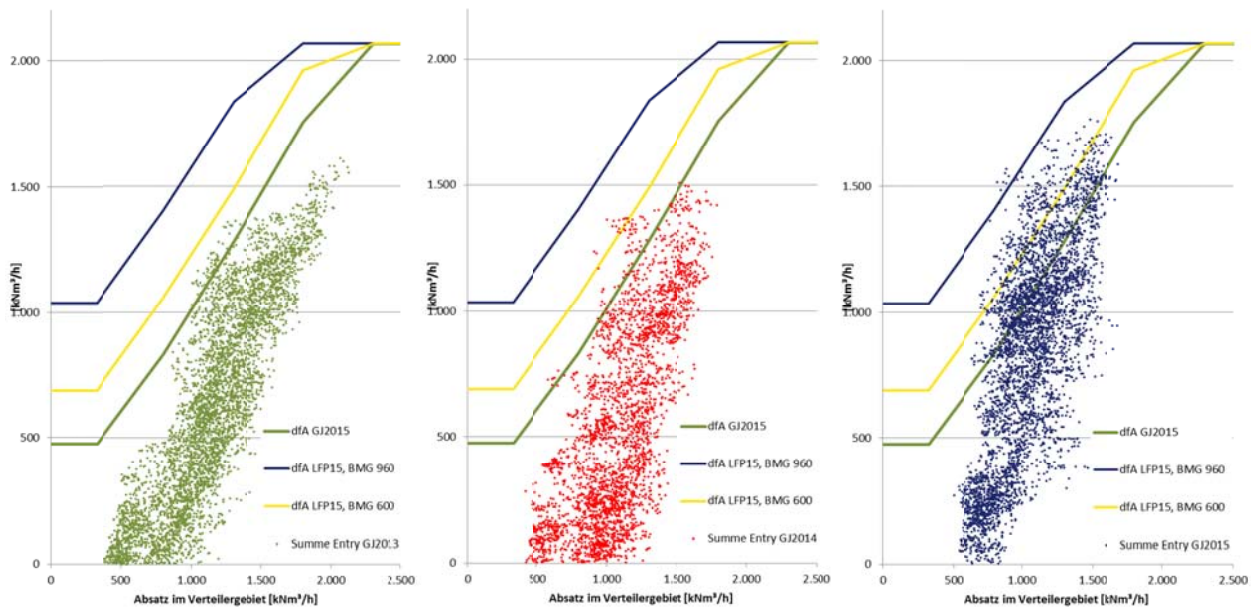
Quelle: AGGM/NK/2015

In Diagramm 23 ist der Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern in das Verteilergesamt in den Gasjahren 2013, 2014 und 2015 (bis 1.4.2015) in Relation zu 3 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. Die blaue Linie ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität bei Umsetzung der Projekte der Variante 1 gemäß Tabelle 9. Die gelbe Linie ist der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität bei Umsetzung der Projekte der Variante 3 gemäß Tabelle 9.

Nach Umsetzung der Projekte 2012/3 und 2012/5, wobei das Projekt 2013/3 in der großen Variante umzusetzen ist (Option 2), hätten sämtliche Entry Speichertransporte im Winter 2014/15 ohne Einschränkung durchgeführt werden.

Die Umsetzung des Projektes 2012/3 in der kleineren Variante (Option 1) stellt eine Verbesserung für die Speichertransporte vom Verteilergesamt in die Fernleitungsebene dar, Einschränkungen der Speicher Entry Transporte müssten dennoch, wenngleich in geringerem Ausmaß, vorgenommen werden.

Diagramm 23: Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilergesamt in den Gasjahren 2013, 2014 und 2015 (bis 1.4.2015) und der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität im STQ und in 2 Planungsvarianten



Quelle: AGGM/NK/2015

4.9 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 2015

Aufgrund der im Kapitel 03 dargestellten Kapazitätssituation sowie der in Kapitel 04 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 2015 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 10 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus der Langfristigen Planung 2014 weitergeführt werden.

Tabelle 10: Fortführung von bereits genehmigten Projekten

<i>Weiterführung von bereits genehmigten Projekten</i>					
<i>Nr.</i>	<i>Projekt</i>	<i>Projektträger</i>	<i>geplante Fertigstellung</i>	<i>Status</i>	
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA	12/2015	in Umsetzung	NA
2014/1	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/2015

5.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge

In der LFP 2015 gibt es drei bereits genehmigte Projekte mit Abänderungsaufträgen. Es werden keine zusätzlichen Projekte beantragt.

Tabelle 11: Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status
Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen				
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	Umsetzungsdauer 18 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	Umsetzungsdauer 18 (30) Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA erforderlicher Netzausbau

Quelle: AGGM/NK/2015

5.3 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2015

In Tabelle 12 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2015 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 12: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2015

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

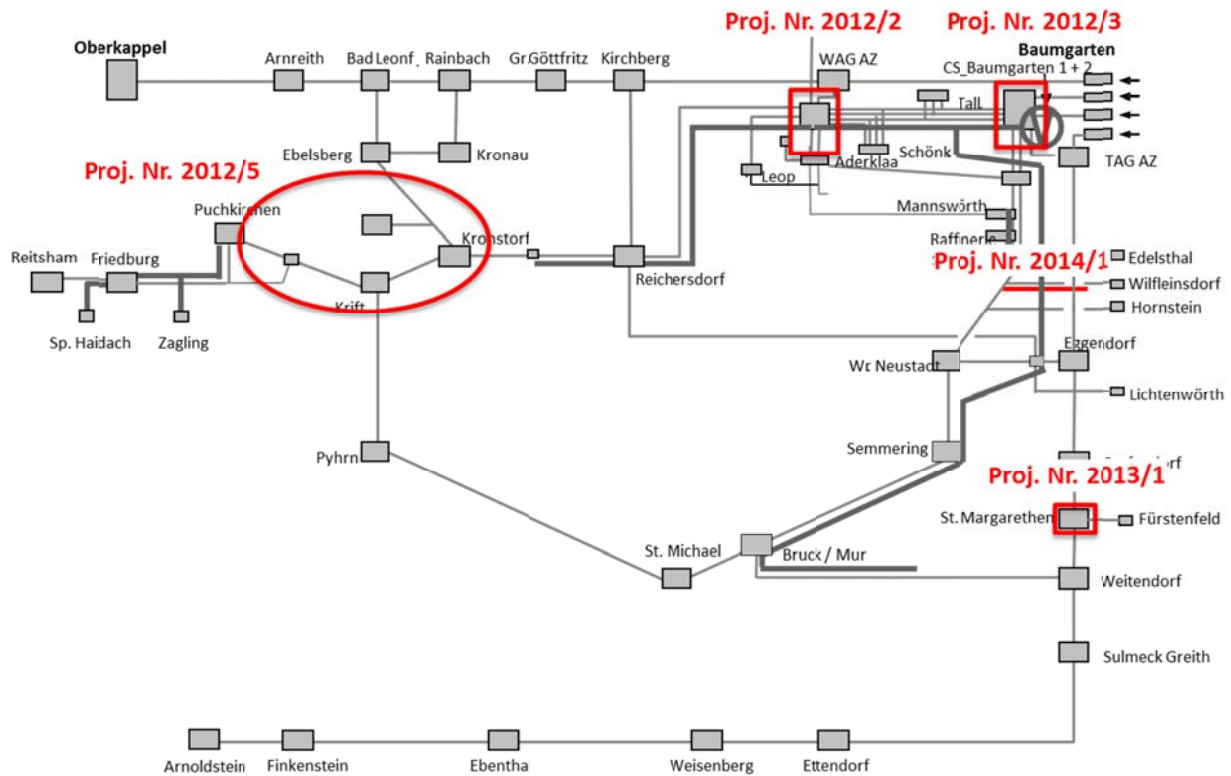
Projekte der LFP 2015						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung	Status	Änderung der CAPEX zur LFP 2014	CAPEX [Mio. €] [BGG]
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA	12/2015	in Umsetzung	nein	Betriebs- und Geschäftsgeheimnis
2014/1	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2018	in Umsetzung	nein	
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	Umsetzungsdauer 24 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	nein	
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	Umsetzungsdauer 18 Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	nein	
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	Umsetzungsdauer 18 (30) Monate	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	ja	
Summe						
Projekte mit Status: in Umsetzung						
Projekte mit Status: dz. Ausbauschwelle nicht erreicht						

Quelle: AGGM/NK/2015

5.4 Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2015

Um einen besseren Überblick über die Projekte in der Langfristigen Planung 2015 zu erhalten, wurde in Abbildung 6 eine geografische Übersicht der Projekte dargestellt.

Abbildung 6: Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2015



Quelle: AGGM/NK/2015

5.5 Risikobewertung der Projekte aus der LFP 2015

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 14 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 13: 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 14: Risikobewertung der Projekte der LFP 2015

Projekte der LFP 2015						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	HSE Risiken	Technische Risiken	Wirtschaftliche Risiken	Projektumfeld
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA				
2014/1	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ				
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA				
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA				
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ				
 Risiko hoch  Risiko mittel  Risiko nieder  nicht spezifiziert						

Quelle: Projektträger /2015

Wie in Tabelle 14 ersichtlich werden die Risiken hinsichtlich der finanziellen Auswirkungen bei der Projektumsetzung mit „nieder“ bzw. „mittel“ eingeschätzt. Es ist auch ersichtlich, dass Projekte, die kurz vor Fertigstellung sind, tendenziell mit einem geringeren Risiko gesehen werden (Projekt 2013/1 „Adaptierung Station St. Margarethen“). 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.

6 Kapazitätsausweis für das Jahr 2016

Der Kapazitätsausweis 2016 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 15: Kapazitätsausweis 2016

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Kapazitätsausweis 2016 für das Marktgebiet Ost					ausweisbare Kapazität 2016	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare Kapazität Cluster Ost				12.913.358	6.701.780	
frei verfügbare Kapazität Cluster West				791.913	2.233.165	
Speicher						
Cluster Ost:						
Speicher Wien	Wiener Netze	Wiener Erdgasspeicher	25W-SPWIEN-WIG-J			
SP NÖ	GCA	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z			
Cluster West						
Thann	Netz Oberösterreich	OGSA	25W-SPHAN-OMV-G			
Pudkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAGA			
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV			
7 Fields/Zagling	Netz Oberösterreich	EGS	25W-SP7FZA-EGS-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-GA2-M			
Summe				24.188.513	15.533.035	
Produktion						
virt Summe	GCA	OMV	25W-PRODNO-OMV-5			
virt Summe	Netz Niederösterreich	OMV	AGGM-PRODEVN-OMV			
Pudkirchen	Netz Oberösterreich	RAG	AGGM-PRODPUC-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				1.717.148		
Biogas						
Asten	Lirz Gas Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ASTEN-T			
Bruck / Leitha	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-BRUCK-7			
Engerwitzdorf	Netz Oberösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ENGERW-W			
Salzburg Bio	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-EUGEND-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-ZELLSEB			
Summe				27.574		
Grenzübergabepunkt						
Laa	Netz Niederösterreich		272G-LAA-CZ-AT-f	143.960		0
Schärding ¹⁾	Netz Oberösterreich		212000000000259E	nicht buchbar		nicht buchbar
Ach ¹⁾	Netz Oberösterreich		AGGM-Ach-DE-AT	nicht buchbar		nicht buchbar
Simbach ¹⁾	Netz Oberösterreich		212000000000258G	nicht buchbar		nicht buchbar
Freilassing	Salzburg Netz		212000000000260T	280.000		0
Laufen ¹⁾	Salzburg Netz		212000000000257I	nicht buchbar		nicht buchbar
Summe				428.960		0
1) ab 1.10.2015 nicht mehr buchbar						

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Kapazitätsausweis 2016 für das Marktgebiet Tirol					ausweisbare Kapazität 2016	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare Kapazität				1.158.474	326.470	
Biogas				Betriebs- und Geschäftsgeheimnis		
Schitters	TIGAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-SCHLIT-A			
Strass	TIGAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-STRASS-Y			
Summe						
Grenzübergabepunkt						
Pfronten	EVA		212000000000263N	nicht buchbar	nicht buchbar	
Kiefernfelden	TIGAS		212000000000038U	nicht buchbar	nicht buchbar	

Kapazitätsausweis 2016 für das Marktgebiet Vorarlberg					ausweisbare Kapazität 2016	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare Kapazität				802.156	407.870	
Biogas				Betriebs- und Geschäftsgeheimnis		
Lustenau	VEN	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-LUSTEN-G			
Summe						
Grenzübergabepunkt						
Lindau	VNE		212000000000252S	nicht buchbar	nicht buchbar	
Höchst	VNE		132000000000102X	nur Notversorgung	nur Notversorgung	
Bargs	VNE		132000000000103V	nur Notversorgung	nur Notversorgung	
Rugell	VNE		132000000000101Z	nicht buchbar	nicht buchbar	

Quelle: AGGM/NK/2015

Im Marktgebiet Ost wird für Biogasanlagen eine Entry Standardkapazität von 27.574 kWh/h ausgewiesen (siehe Tabelle 15). Für Produktionsanlagen wird eine Entry Standardkapazität von 1.717.148 kWh/h ausgewiesen. Für Erdgasspeicher werden eine Entry Standardkapazität von 24.188.513 kWh/h und eine Exit Standardkapazität von 15.533.035 kWh/h ausgewiesen.

Im Cluster West beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 791.913 kWh/h und Exit Standardkapazität 2.233.165 kWh/h. Im Cluster Ost beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 12.918.358 kWh/h und Exit Standardkapazität 6.701.780 kWh/h.

Im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg steht sowohl Entry als auch Exit Standardkapazität zur Verfügung. Siehe dazu Tabelle 15.

Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2015 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises 2016 ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2016 im Wege der Verteilernetzbetreiber einzubringen.

7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2015

Am 1. Juli 2015 wurde die Langfristige Planung 2015 den Marktteilnehmern im Rahmen der Planungskonferenz vorgestellt.

Der Bericht der Langfristigen Planung 2015, Ausgabe 1 vom 1. Juli 2015 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 6.7.2015 bis 20.7.2015 statt.

Fünf Marktteilnehmer haben Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2015 abgegeben. Die Stellungnahmen sind im Anhang 5 dem Bericht beigelegt.

Im Folgenden erfolgt eine Würdigung der Stellungnahmen, wobei die Stellungnahmen nach Themengebieten geordnet wurden.

7.1 Stellungnahme der Netz Oberösterreich GmbH

In der Stellungnahme der Netz Oberösterreich GmbH wird angeregt eine West-Variante zur Behebung des Kapazitätsengpass für Speichertransporte: Verteilergbiet → Fernleitung zu prüfen. Vorgeschlagen wird, die Speichertransporte in das Fernleitungsnetz über die Station Mauerkirchen in die Penta West abzuwickeln.

Damit die Speichertransporte sicher abgewickelt werden können ist eine Buchung von frei zuordenbarer Kapazität in das Fernleitungsnetz erforderlich. Derzeit werden die Entry Kapazitäten des Fernleitungsnetzes aus dem Verteilernetz nicht tarifiert. Dennoch entstehen Kosten im Fernleitungsnetz um zusätzliche frei zuordenbare Kapazitäten bereitstellen zu können. Um die Kosten im Fernleitungsnetz abschätzen zu können, wird ein Projekt aus dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2014 vergleichsweise herangezogen.

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2014 wurde ein Projekt eingereicht um eine zusätzliche frei zuordenbare Kapazität am Punkt Überackern für 7-fields von 250.000 Nm³/h bereitstellen zu können. In der Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 – 2. Novelle 2015 wurde in §4 (2a) ein Tarif von 1,76 EUR/kWh/h zusätzlich zum regulären Tarif gem. §4 (2) von 0,36 EUR/kWh/h für zusätzlich bereitzustellende Kapazität verordnet. D.h. für eine zusätzlich bereitzustellende Kapazität von 240.000 Nm³/h würden jährliche Kosten in der Höhe von ca. EUR 5,7 Mio. [= 240.000 * 11,19 * (1,76+0,36)] entstehen.

Vergleicht man die Kosten des Fernleitungsnetzes der von Netz Oberösterreich vorgeschlagenen Variante mit den Kosten des Fernleitungsnetzes der eingereichten Variante, so sind gravierende Kostenunterschiede feststellbar.

Eine zusätzliche FZK Kapazität von 240.000 Nm³/h in der West-Variante würde EUR 5,7 Mio. pro Jahr verursachen. Das eingereichte Projekt 2012/03 Option 1 (zusätzliche Kapazität von 240.000 Nm³/h) kann für EUR [REDACTED] Mio. [BGG] Investitionskosten realisiert werden. Eine ähnliche Kostenrelation ist auch für eine zusätzliche FZK Kapazität von 600.000 Nm³/h Verteilergbiet → Fernleitung (LFP Projekt 2012/03 Option 2) festzustellen.

AGGM ist bewusst, dass LFP Projekte von der E-Control Austria auch im Hinblick auf die entstehenden Kosten im Fernleitungsnetz geprüft werden. Aus diesem Grund wurde die deutlich teurere West-Variante nicht weiter verfolgt.

7.2 Stellungnahme der Netz Niederösterreich GmbH

In der Stellungnahme der Netz Niederösterreich GmbH wird angeregt eine weitere Variante zur Behebung des Kapazitätsengpasses für Speichertransporte: Verteilergbiet → Fernleitung zu untersuchen. In dieser Variante würde das Gas aus dem Speichercluster West über die Netz Niederösterreich Süd West 2 Leitung bis zur TAG Station Eggendorf transportiert werden und dort in das Fernleitungsnetz eingespeist werden.

Im Rahmen der Erstellung der LFP 2015 wurde diese Variante kurz angedacht, jedoch nicht weiter verfolgt. In folgender Tabelle ist ein kurzer Vergleich der Varianten dargestellt.

	Eingereichte Variante	Alternativvariante Stellungnahme Netz Niederösterreich
Transportweg aus dem Speichercluster West	Netz OÖ / DN 800 Netz NÖ bis Auersthal / DN800 GCA bis Baumgarten / DN800	Netz OÖ / DN 800 Netz NÖ bis Hart / DN800 Netz NÖ bis Reichersdorf / DN 600 Netz NÖ bis Eggendorf / DN 500
Übergabedruck	Baumgarten: 54 barg	Eggendorf: 70 barg (Schätzung AGGM)
Erforderliche Adaptierungen im Verteilernetz	Reverseflow Auersthal	Adaptierung Verdichterstation Reichersdorf Neubau Verdichterstation Eggendorf
Erforderliche Adaptierungen im Fernleitungsnetz	Umbauten im Knoten Baumgarten	Umbauten in Baumgarten um Gas von der TAG in alle anderen Fernleitungen transportieren zu können

Der entscheidende Vorteil der eingereichten Variante liegt darin, dass vom Speichercluster West bis zum Übergabepunkt in das Fernleitungsnetz in Baumgarten eine durchgehende Leitung in der Dimension DN 800 zur Verfügung steht und ein Übergabedruck in Baumgarten in das Fernleitungsnetz von 54 barg erforderlich ist.

In der Alternativvariante reduziert sich der Durchmesser des Leitungsweges aus dem Speichercluster West auf einen Normdurchmesser von DN 500. Um entsprechende Gasmengen transportieren zu können, ist eine Zwischenverdichtung in Reichersdorf notwendig, wobei die bestehende Verdichterstation adaptiert werden muss.

Der Übergabedruck in Eggendorf wird voraussichtlich bei 70 barg liegen, da der TAG Verdichter Eggendorf, in TAG Hauptflussrichtung gesehen, unmittelbar vor dem TAG Abzweig Eggendorf liegt. Um Gas in die TAG einspeisen zu können, muss auch seitens des Verteilernetzes ein Druck von zumindest 70 barg bereitgestellt werden können, was eine Neuerrichtung einer Verdichterstation in Eggendorf erforderlich machen würde. Eine kurze Leitungsverbindung, um vor dem TAG Verdichter in Eggendorf in die TAG einspeisen zu können, würde den Übergabedruck auch nicht wesentlich reduzieren, denn für den Fall, dass der TAG Verdichter in Eggendorf nicht in Betrieb ist, ist trotzdem mit einem Druck aus Baumgarten mit bis zu 65 barg zu rechnen.

Zur Erlangung einer frei zuordenbaren Kapazität im Fernleitungsnetz müssten auch zusätzliche Adaptierungen im Fernleitungsnetz (insbesondere Baumgarten) erfolgen, um das Gas aus der TAG in alle anderen Fernleitungsnetze transportieren zu können.

Da davon auszugehen ist, dass alleine die Neuerrichtung einer Verdichterstation in Eggendorf teurer ist, als alle erforderlichen Investitionen der eingereichten Variante, wurde die Variante mit einer Einspeisung in Eggendorf in das Fernleitungsnetz nicht weiter verfolgt.

7.3 Stellungnahme der E.ON Gas Storage GmbH Gas Storage Austria

Die E.ON Gas Storage GmbH Gas Storage Austria weist in ihrer Stellungnahme auf die Bedeutung der effizienten Anbindung der österreichischen Erdgasspeicher an das Fernleitungsnetz hin. Demnach verhindern die Engpässe bei den Speichertransporten die Wirkungsweise eines integrierten Erdgasbinnenmarktes und stehen im Widerspruch zu dem prioritären Ziel der Integration der Märkte.

Die E.ON Gas Storage GmbH Gas Storage Austria begrüßt die von AGGM beantragten Ausbauprojekte. Das Projekt 2013/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ soll in der Option 2 (zusätzliche Kapazität von 600.000 Nm³/h) umgesetzt werden.

7.4 Stellungnahme der OMV Gas Storage GmbH

Die OMV Gas Storage GmbH begrüßt in Ihrer Stellungnahme die Umsetzung der Variante 1 oder Variante 2 (siehe dazu Tabelle 9) für die Verbesserung der Entry Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost. Demnach soll das Projekt 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ in der Option 2 (zusätzliche Kapazität von 600.000 Nm³/h) umgesetzt werden.

Hilfsweise wird die Variante 4 (siehe dazu Tabelle 9) akzeptiert. Umsetzung des Projektes 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ in der Option 1 (zusätzliche Kapazität von 240.000 Nm³/h) jedoch keine Umsetzung des Projektes 2012/05 „Druckerhöhung Oberösterreich“.

Die Variante 3 (siehe dazu Tabelle 9) wird aus Effizienzgründen abgelehnt. Die zu tragenden Kosten für die Druckerhöhung Oberösterreich stehen für OMV Gas Storage GmbH in keiner Relation zum Ausmaß der Qualitätsverbesserung der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West.

7.5 Stellungnahme der EconGas GmbH

Die ECONGAS GmbH weist in ihrer Stellungnahme auf die Fortsetzung des Trends zur internationalen Speichernutzung hin. Nach Einschätzung der EconGas ist die Ausspeicherstruktur des Winters 2014/15 kein Einmaleffekt sondern das Ergebnis eines entwickelten Europäischen Binnenmarktes sowie des zunehmend kurzfristigen Handels von Erdgas an diversen europäischen Handelsplätzen.

EconGas weist auch darauf hin, dass aus Sorge einer möglichen Einkürzung und dadurch Nichterfüllung von Lieferverpflichtungen, nicht die optimierten, sondern geringere, Speichernominierungen abgegeben wurden. Die Einkürzungen der Speichertransporte wären höher ausgefallen, wenn die Speicherkunden den tatsächlich optimierten Bedarf nominiert hätten.

EconGas teilt die Ansicht, dass der Engpass von Speichertransporten in die Fernleitung die Versorgung der Endkunden im Marktgebiet Ost nicht berührt hat, weist aber auf die unbefriedigende Situation hin, dass derartige Einschränkungen auch im europäischen Kontext der Versorgung von Endkunden zu sehen ist.

EconGas begrüßt die Verbesserung der Entry Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost und spricht sich für die Umsetzung des Projektes 2012/03 in der Option 2 aus (zusätzlichen Kapazität von 600.000 Nm³/h).

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 1.7.2015 diskutiert.

Im Anschluss an die Planungskonferenz wurde der Bericht der Langfristigen Planung 2015 (Ausgabe 1 vom 1.7.2015) zur Konsultation gestellt. Die Konsultation dauerte von 6.7.2015 bis 20.7.2015. Die Rückmeldungen vom Konsultationsverfahren wurden gewürdigt und entsprechend in den Bericht aufgenommen.

Wie in der LFP 2014 wird auch in der LFP 2015 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

Im Winter 2014/15 mussten an 12 Tagen die Speicher Entry Nominierungen eingekürzt werden. Eingekürzt wurde ausschließlich der unterbrechbare Teil der Standardkapazität. Die Endkundenversorgung war und ist in keinem Fall gefährdet. Der Engpass ist nicht entstanden, da zu wenig Gas verfügbar war, sondern weil die Ausspeicherkapazität der Speicher derart intensiv genutzt wurde, dass die Ableitung des Gases nicht in vollem Umfang erfolgen konnte. Von den Speicherunternehmen wird nicht mehr an Standardkapazität sondern eine bessere Qualität der Standardkapazität nachgefragt. Um dies gemäß den Anforderungen der Speicherunternehmen bereitstellen zu können ist die Umsetzung folgender drei Projekte erforderlich.

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

Da keine zusätzliche Kapazität sondern eine bessere Qualität der Standardkapazität nachgefragt wird, sollen die drei oben genannten Projekte ohne Ausbauschwelle umgesetzt werden.

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 Adaptierung der TAG Übergabestation St. Margarethen wird derzeit durchgeführt. Nach Fertigstellung der Umbauten können sämtliche Kapazitätsbedürfnisse des nachgelagerten Netzes abgedeckt werden.

Die zusätzlich erforderliche gesicherte Kapazität für die Zone Kiefersfelden/Pfronten wird wie letztes Jahr beschafft, indem unterbrechbare Kapazität gebucht wird und diese 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 Gasleitungen GmbH
DN	Normdurchmesser
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
EGS	E.ON Gas Storage GmbH
ENTSO-G	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
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 2015 berücksichtigte Kraftwerksleistung	19
Tabelle 2:	Speicheranlagen, gebuchte Kapazität, Stand 1.4.2015	32
Tabelle 3:	Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.4.2015	32
Tabelle 4:	Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 1.4.2015	33
Tabelle 5:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2014	34
Tabelle 6:	Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost	36
Tabelle 7:	Zuordnungstabelle Kapazitätsengpass – erforderliches Projekt – Kapitel Projektbegründung.....	40
Tabelle 8:	Höhe der Entry Nominierungen und Einschränkungen gebrochen nach Clustern im Zeitraum Q4/2014 und Q1/2015	48
Tabelle 9:	Darstellung der möglichen Varianten für die Verbesserung der Entry Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost	53
Tabelle 10:	Fortführung von bereits genehmigten Projekten	59
Tabelle 11:	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge	60
Tabelle 12:	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2015	60
Tabelle 13:	Risikokategorien	62
Tabelle 14:	Risikobewertung der Projekte der LFP 2015	63
Tabelle 15:	Kapazitätsausweis 2016.....	64

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Darstellung der Absatzszenarien.....	23
Abbildung 2:	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher	39
Abbildung 3:	Masterplan für die Leitung Velm – Wilfleinsdorf	43
Abbildung 4:	Entry Speicher, Engpass im Verteilerggebiet	47
Abbildung 5:	Entry Speicher, Engpass Verteilerggebiet → Fernleitung	48
Abbildung 6:	Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2015	61

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2015	20
Diagramm 2:	Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2015	21
Diagramm 3:	Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2015	22
Diagramm 4:	Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2015	22
Diagramm 5:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost	25
Diagramm 6:	Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	26
Diagramm 7:	Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	27
Diagramm 8:	Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	27
Diagramm 9:	Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	28
Diagramm 10:	Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost	28
Diagramm 11:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg	29
Diagramm 12:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol	30
Diagramm 13:	Absatz- und Kapazitätseingangsdaten für die Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol	44
Diagramm 14:	Ergebnis der dynamischen Modellrechnung für das Marktgebiet Tirol	45
Diagramm 15:	gebuchte Kapazität in der Zone Kiefersfelden/Pfronten und Summe der Messwerte von Kiefersfelden und Pfronten	46
Diagramm 16:	Transporte von der Fernleitungsebene in das Verteilerggebiet ohne TAG und WAG Insel Netzkoppelungspunkte und FZK Kapazität vom Verteilerggebiet in das Fernleitungsnetz	49
Diagramm 17:	Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilerggebiet in den Gasjahren 2013, 2014 und 2015 (bis 1.4.2015)	50
Diagramm 18:	Vergleich der Exit Transporte aus dem Verteilerggebiet in die Speicher (ohne Speicher Wien) in den Gasjahren 2013, 2014 und 2015 (bis 1.4.2015)	51
Diagramm 19:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der Variante 1 bzw. Variante 2 gemäß Tabelle 9	55
Diagramm 20:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der Variante 1 bzw. Variante 2 gemäß Tabelle 9	55
Diagramm 21:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster West im Status Quo und bei Umsetzung der Variante 3 bzw. Variante 4 gemäß Tabelle 9	56
Diagramm 22:	Dynamisch fester Anteil der Standardkapazität für den hydraulischen Cluster Ost im Status Quo und bei Umsetzung der Variante 3 bzw. Variante 4 gemäß Tabelle 9	56
Diagramm 23:	Vergleich der Entry Transporte aus den Speichern (ohne Speicher Wien) in das Verteilerggebiet in den Gasjahren 2013, 2014 und 2015 (bis 1.4.2015) und der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität im STQ und in 2 Planungsvarianten	57

Anhang 1

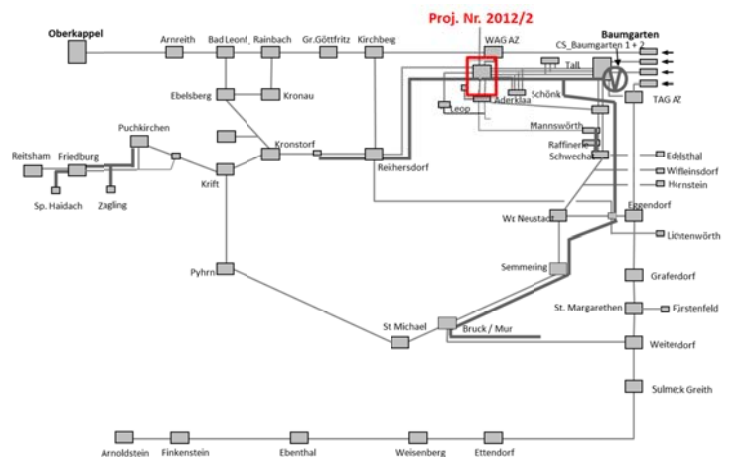
Projektnummer:	2012 / 02		
Projektname:	Reverseflow Auersthal		
Ausgabe:	6	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	Ausbauschwelle nicht erreicht	Geplanter Projektstart:	9/2015
Datum:	15.06.2015	Geplante Fertigstellung	9/2017

Projektziel:

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.

Projektbeschreibung:

In der Station Auersthal muss die Übergabestation zur EVN 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.



Besonders zu beachten:

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 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.

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:

Die Übergabestation ist bidirektional auszuführen.

Die weiteren technischen Spezifikationen der Messanlage werden nicht verändert.

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: ca. ■■■ Mio. € +/- 25% [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

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

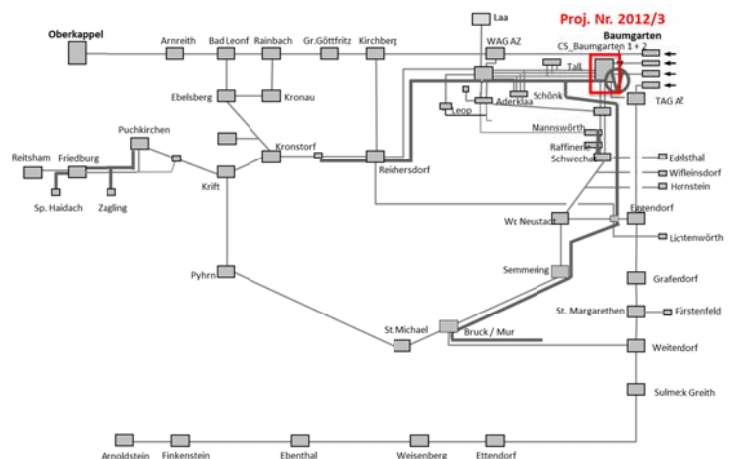
Projektnummer:	2012 / 03		
Projektname:	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten		
Ausgabe:	7	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	Ausbauschwelle nicht erreicht	Geplanter Projektstart:	9/2015
Datum:	16.06.2015	Geplante Fertigstellung	3/2017

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:

In der Station Baumgarten sind entsprechende Maßnahmen zu treffen, damit ein zusätzlicher physischer Gasfluss aus dem PVS2 in das PVS1 ermöglicht wird.



Besonders zu beachten:

Die zu adaptierenden Anlagenteile befinden sich im Fernleitungsnetz. Dieses Projekt ist kein Umsetzungsprojekt im Verteilergebiet. 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:

Das Umsetzungsprojekt kann in 2 Optionen ausgeführt werden. Folgende FZK steht ab Fertigstellung des Projektes dem Verteilergebiet am Übergabepunkt PVS 2 → PVS 1 zur Verfügung:
 Option 1: Exit VG (PVS 2 → PVS 1) FZK: 600.000 Nm³/h (zusätzlich zu Staus Quo 240.000 Nm³/h) bei 54 barg
 Option 2: 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.

Ökonomische Daten:

Ausbauschwelle: keine

Änderung zur letzten Ausgabe:

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, 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

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

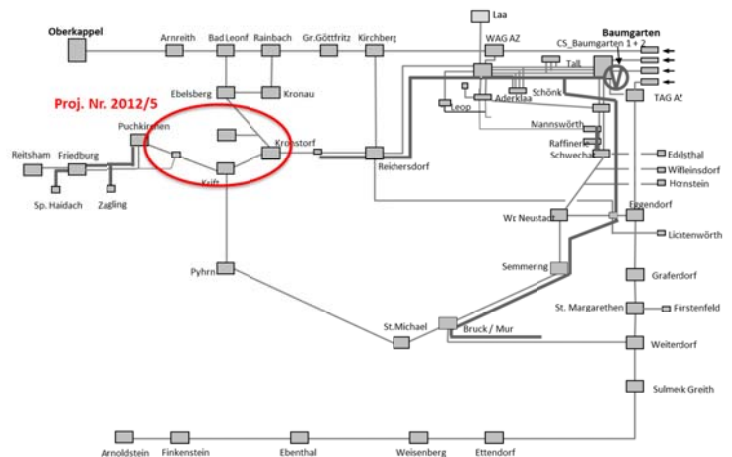
Projektnummer:	2012 / 05		
Projektname:	Druckanhebung Oberösterreich		
Ausgabe:	5	Projektträger:	Netz Oberösterreich
Projektstatus:	Ausbauschwelle nicht erreicht	Geplanter Projektstart:	
Datum:	16.06.2015	Geplante Fertigstellung	Umsetzungsdauer 30 Monate

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.
Dieser Projektteil ist binnen 18 Monaten ab Projektstart umzusetzen.
- Ausbauschritt 2: Finalisierung der Adaptierungen der Vorwärmeleistungen.
Dieser Projektteil ist binnen 30 Monaten ab Projektstart 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.

Öffentliches Interesse:

Technische Daten:

siehe Projektbeschreibung

Ökonomische Daten:

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

Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2015

Ausbau Schwelle: keine

Änderung zur letzten Ausgabe:

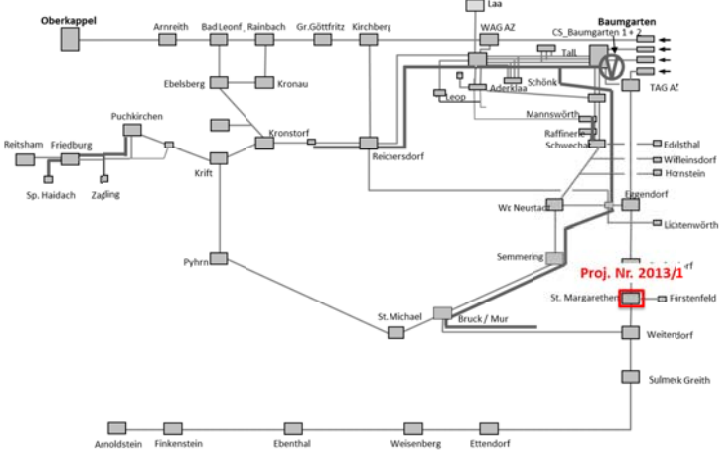
V 1.0 (Änderungsantrag 1 zur LFP 2012 vom 29.5.2013) auf V2.0 (Abänderung des „Änderungsantrages 1 vom 29.5.2013“ vom 4.7.2013): Projektbeschreibung

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

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

Projektnummer:	2013 / 01		
Projektname:	Adaptierung der Station St. Margarethen		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Gas Connect Austria GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Geplanter Projektstart:	01/2014
Datum:	04.07.2014	Geplante Fertigstellung	12/2015
Projektziel:	Ermöglichung von höheren Abnahmen im nachgelagerten Netz der TAG Station St. Margarethen.		
Projektbeschreibung:	<p>Erweiterung der TAG Station St. Margarethen um auch im Winter Hochlastfall alle Endverbraucher im nachgelagerte Netz ohne Ausnutzung des Ebene 2 Linepacks versorgen zu können.</p> <p>Die Verrohrung der Station muss grundlegend neu aufgebaut werden. Es ist vorgesehen ein 2+1 Messstreckenkonzept umzusetzen wobei die Messstrecken in 4'' Dimensionierung ausgeführt werden.</p>		
			
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Messbereich: 3.500 Nm ³ /h bei ca. 65 barg bis 45.000 Nm ³ /h bei 50 barg.		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ca. [REDACTED] Mio. € [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2013 Ausbauschwelle: keine		
Änderung zur letzten Ausgabe:	Von Ausgabe 1 (LFP13, Version 3) auf Ausgabe 2 (LFP14, Ausgabe 1): Status		

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

Projektnummer:	2014 / 01		
Projektname:	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	eingereicht	Geplanter Projektstart:	12/2014
Datum:	15.05.2014	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:

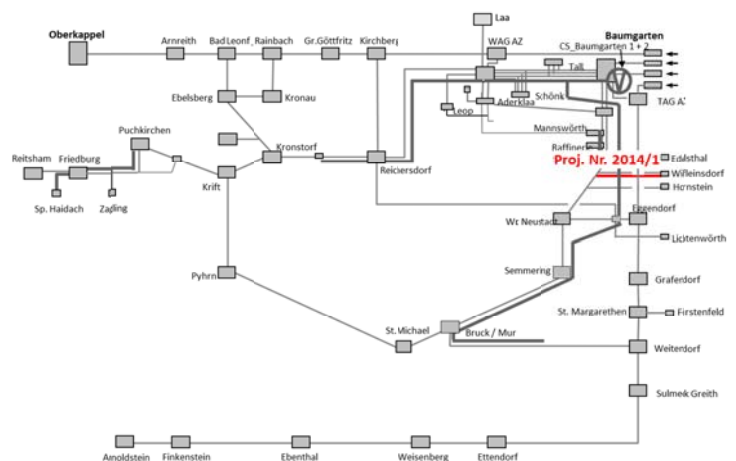
Das Projekt besteht aus 2 Bauabschnitten:

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: ca. ■■■ Mio. € [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

Die Projektbegründung zu diesem Projekt ist im Kapitel 4.4 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	3
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	OÖFNG	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	Salzburg Netz	25W-BIO-ZELLSEEU	BIO-ZELL-SAG	x			
	Produktion			Puchkirchen	OÖFNG	AGGM-PRODPUC-RAG	PRODPUC-OOFG-RAG	x	
				Fried/Aigl/Haid	OÖFNG	AGGM-PRODFAH-RAG	PRODFAH-OOFG-RAG	x	
				virt. Sonst	OÖFNG	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	21Z00000000260T	FREILA-DE-AT	x	
				Schärding	OÖFNG	21Z00000000259E	SCHAR-DE-AT	x	
				Ach	OÖFNG	AGGM-Ach---DE-AT	ACH-DE-AT	x	
				Laufen	SNG	21Z00000000257I	LAUFE-AT-DE		x
				Simbach	OÖFNG	21Z00000000258G	SIMBA-AT-DE		x
	Speicher	Cluster West		Thann	OÖFNG	25W-SPTHAN-OMV-G	SPTHAN-OOFG-OMV	x	x
				Puchkirchen	OÖFNG	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG	x	x
				Fried/Aigl/Haid	OÖFNG	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG	x	x
				7 Fields	OÖFNG	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS	x	x
				7 Fields	OÖFNG	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES	x	x
				Haidach	OÖFNG	25W-SPHAID-AST-Z	SPHAID-OOFG-AST	x	x
				Haidach	OÖFNG	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		

2 Randbedingungen

2.1 Absatz

Für den Kapazitätsausweis für das Verteilerg Gebiet Ost wurden die einzelnen Lastfälle mit mehreren Absätzen im Verteilerg Gebiet gerechnet. Folgende Absätze im Verteilerg Gebiet Ost wurden zugrunde gelegt.

Absatz im Verteilerg Gebiet Ost		
	Nm ³ /h	kWh/h
minimaler Absatz	324.000	3.641.760
	800.000	8.992.000
	1.300.000	14.612.000
	1.800.000	20.232.000
	2.300.000	25.852.000
maximaler Absatz	2.478.000	27.852.720

Als maximaler Absatz im Verteilerg Gebiet wurde der maximale historische Absatz angesetzt.

2.2 Netzkoppelungspunkte Fernleitung <-> Verteilerg Gebiet

Die im Kapazitätsausweis 2016 zugrunde gelegten Kapazitäten an den Netzkoppelungspunkten Fernleitung <-> Verteilerg Gebiet sind im Kapitel 2.2.2.1 der Langfristigen Planung 2015 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.

Bestandteil	Anteil
Methan	97,4954%
Stickstoff	0,4548%
Ethan	1,1667%
Propan	0,8832%

Die Gaszusammensetzung wurde so gewählt, um den verordneten Brennwert (Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013, GSNE-VO 2013 §2 (1) Z13) von 11,26 kWh/ Nm³ abzubilden.

3 Prüfkriterien

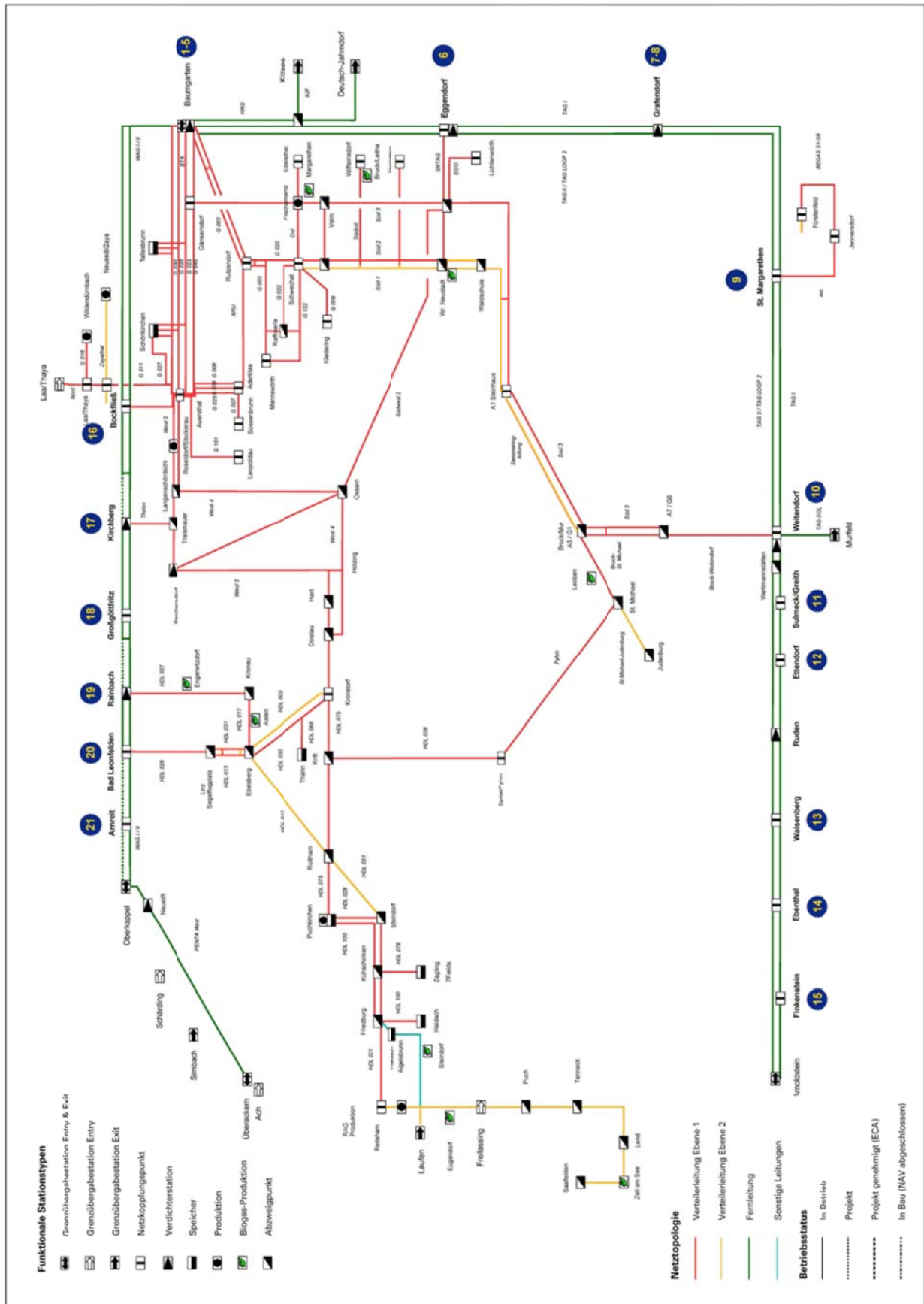
Die in der folgenden Grafik dargestellten Segmentdrücke je Leitungssegment wurden als Prüfkriterien herangezogen. Der Druck in einem Leitungssegment darf bei einem gültigen Simulationslauf nicht unter dem Segmentdruck liegen.

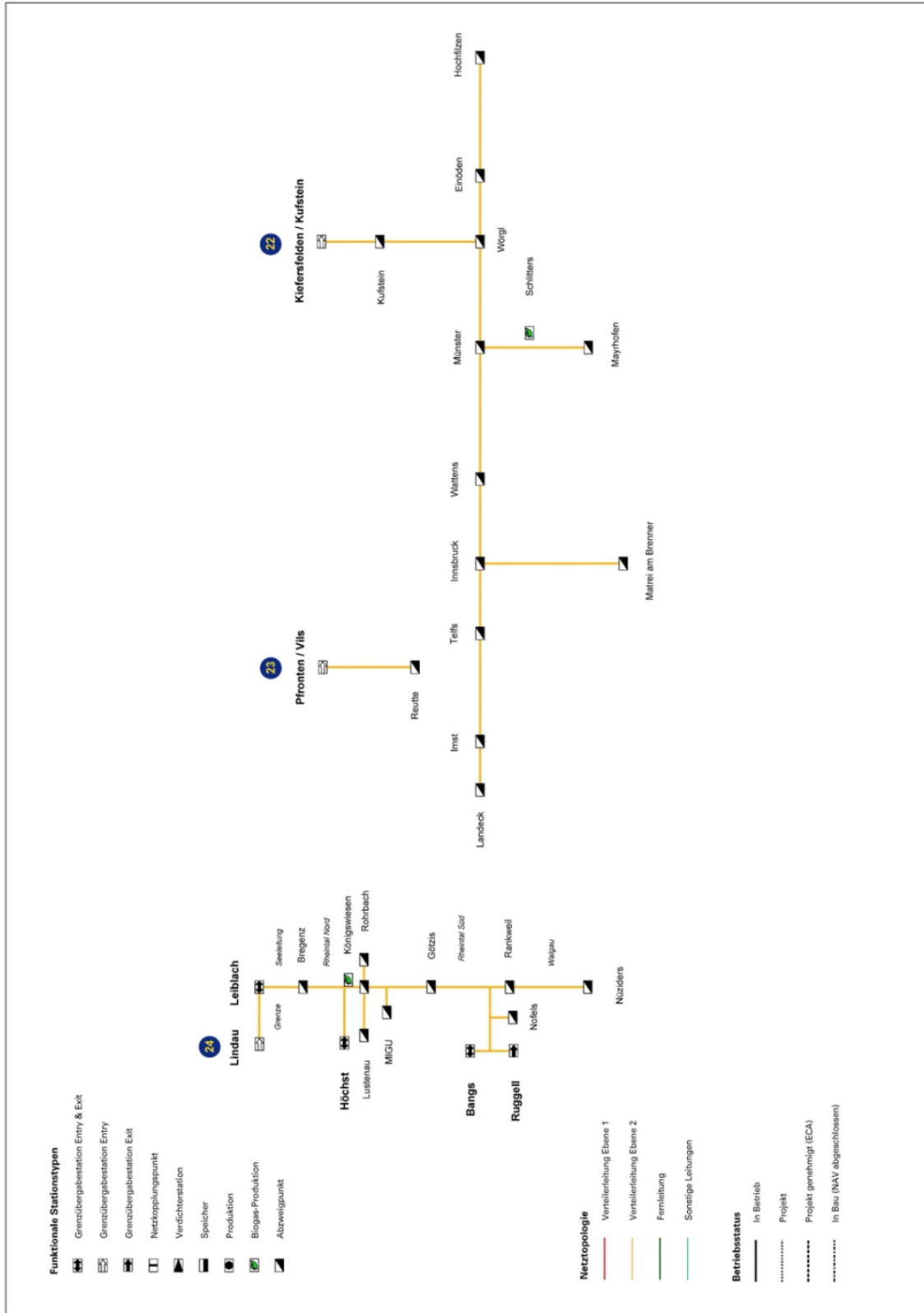
4 Simulationsnetz

Das Netzmodell für den Kapazitätsausweis 2016 beinhaltet das derzeitige Staus Quo Verteilernetz.

Da derzeit keine weiteren Netzausbauverträge abgeschlossen sind, wurde das gleiche Netzmodell auch für die Folgejahre herangezogen.

Anhang 3





Anhang 4

Anhang 4: Technische Kapazität der Netzkoppelungspunkte

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

Anhang 5

Stabsstelle Gas

4030 Linz, Neubauzeile 99

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

Ihr Zeichen, Ihre Nachricht vom:

Unser Zeichen: NG/MHA

Telefon: 05 9070-7361

Fax: 05 9070-57361

Ort/Datum: Linz, 07.07.2015

Stellungnahme der Netz OÖ GmbH im Konsultationsverfahren der Langfristigen Planung 2015 des Verteilergietsmanagers

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir haben die Einladung zur Konsultation erhalten und dürfen Ihnen dazu folgende Anregungen übermitteln. Mit besonderem Interesse verfolgen wir immer schon die Netzentwicklungsplanung im westlichen Teil des Verteilergiets Ost.

Hinsichtlich zusätzlicher Kapazitäten zur Verbesserung der Entry-Kapazitäten für die Speicher im Marktgebiet „Ost“ (Punkt 4.8 des Berichts Konsultation LFP2015) wird für den hydraulischen Cluster West nunmehr die Variante über Baumgarten zum internationalen Fernleitungsnetz dargestellt.

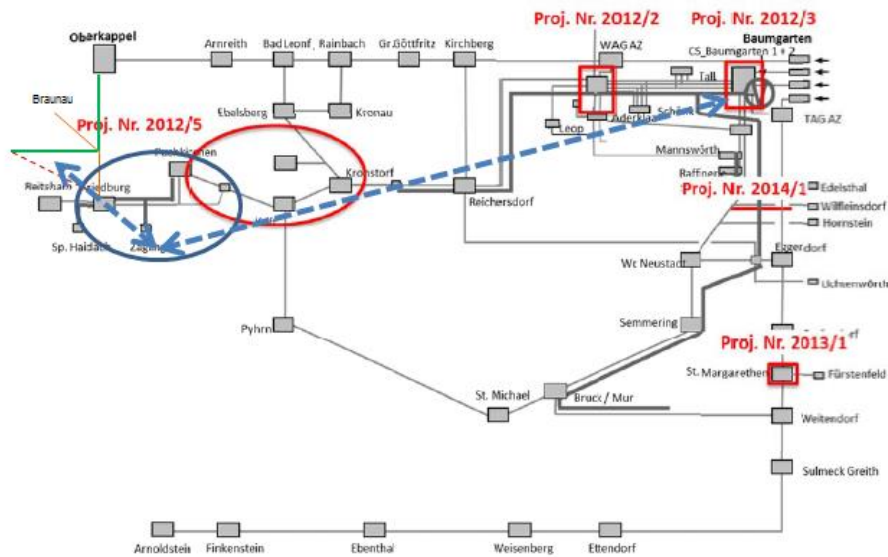
Demgegenüber stehen bereits auf Seite 13 avisierte und beabsichtigte Infrastruktur Projekte (Monacoleitung und Connection Oberkappel, welche wiederum im Zusammenwirken mit Gazelle und OPAL einen Zugang bis zur North Stream ermöglichen könnte, was aktuell auch die österreichische Gaswirtschaft interessieren dürfte), deren Weiterentwicklung auch maßgeblichen Einfluss auf die Infrastruktur der Langfristigen Planung haben. Auch wenn derzeit wie erwähnt noch keine Investitionsentscheidung vorliegt, wäre eine gänzliche Nichtberücksichtigung zu oberflächlich.

Dementsprechend hat europäische Kommission die gegenständlichen Projekte bereits in ihrer PCI map natural gas prominent aufgenommen.



Um ein umfassenderes Bild der Lage zu erhalten, sollte man daher die Darstellung auf Seite 61 um den Bestand der Penta West als auch um die Leitung der Netz OÖ GmbH nach Braunau ergänzen. Augenscheinlich ergeben sich dann für die Speicher Cluster West (blaue Ellipse) auch naheliegende Alternativen zur Verstärkung der Anbindung an das derzeitige und zukünftige Fernleitungsnetz. Beispielsweise Wiederaktivierung einer Verbindung im Schnittpunkt Mauerkirchen oder Schaffung einer neuen Verbindung nach Haiming.

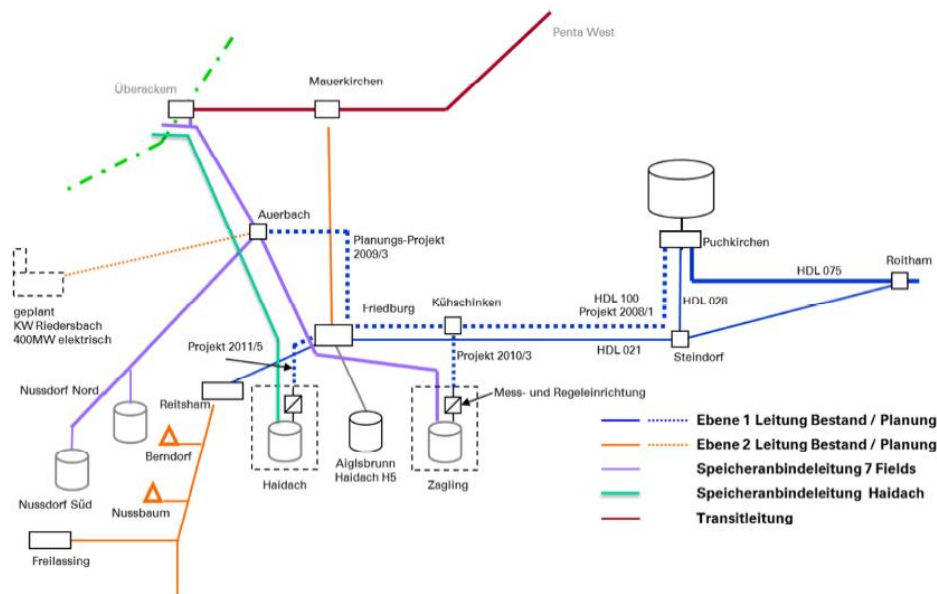
Abbildung 6: Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2015



Quelle: AGGM/NK/2015

Korrespondierend zu diesen Überlegungen haben die Langfristigen Planungen der Jahre 2009 bis 2013 entsprechende Kapazitätsoptionen berücksichtigt. Was unter dem Titel „Westanbindung der Regelzone Ost“ gestartet wurde, setzte sich als Kapazitätsermittlung „Booking Season West“ fort und mündete in dem Konzept „Anbindung des Speichers Haidach (siehe AGGM/NK-K/2013)“.

Da mittlerweile das Projekt Puchkirchen - Friedburg/Haidach fertiggestellt wurde, ist das ursprüngliche Planungskonzept „Westanbindung“ zumindest in großen Abschnitten teilrealisiert.



Quelle: AGGM/NK-K / 2013

Im Hinblick auf die aktuellen Kapazitätserfordernisse und die europäischen Ausbauprogramme, speziell im benachbarten Ausland, wäre unserer Ansicht nach das Ausbauprogramm West weiter zu berücksichtigen, dem jeweils erreichten Ausbaugrad angepasst und aktualisiert und den geplanten Maßnahmen im Ostbereich des Verteilers und Marktgebiets als Alternative zur Entscheidungsfindung gegenübergestellt.

Auch möchten wir anregen, dass Kapazitätserfordernisse von potentiellen Netzbenutzern nicht nur in Bezug auf bestehende Infrastruktureinrichtungen periodisch abgefragt und berücksichtigt werden, sondern auch darüber hinausgehende Markterfordernisse ermittelt werden.

Freundliche Grüße

Netz Oberösterreich GmbH

iV Dipl.-Ing. (FH) Christian Schicketmüller *eh.*

ppa. Dipl.-Ing. Michael Haselauer MBA *eh.*

Aufgrund aktuell geäußelter dringender Anliegen von Marktteilnehmern ersuchen wir, zur Umgehung des bestehenden Engpasses in West-Ost-Richtung ebenfalls ein Projekt über die Leitung Südwest 2 mit Reverseflow Eggendorf in die TAG zu untersuchen.

Mit freundlichen Grüßen

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Kerndt" followed by a surname that is partially obscured or stylized.

Netz Niederösterreich GmbH



Gas Storage Austria · Stoss im Himmel 3/8 · 1010 Wien

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

elektronisch via
Nemesys Portal

15. Juli 2015

Stellungnahme zur Langfristigen Planung 2015

Sehr geehrte Damen und Herren,

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

In Ergänzung zu den von AGGM analysierten Engpassfällen für Speichergastransporte im vergangenen Winter führte die angespannten Netzsituation zu erheblichen Einschränkungen der Fahrplannominierungen unserer Speicherkunden für Transporte innerhalb und außerhalb des Marktgebietes. Diese Situation erschwert die Vermarktung von Speicherkapazitäten im Wettbewerb zu anderen Flexibilitätsprodukten und das wiederum gefährdet insbesondere die zuverlässige Endkundenversorgung innerhalb und außerhalb des Marktgebietes.

Wir möchten daher die dringende Notwendigkeit zur Verbesserung der Qualität der „Standardkapazität“ unterstreichen und begrüßen ausdrücklich die von AGGM beantragten Ausbauprojekte

1. 2012/02 „Reverseflow Auersthal“,
2. 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten in der Variante 2 (zusätzliche Kapazität von 600.000Nm³/h)“ und
3. 2012/05 „Druckanhebung Oberösterreich“

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 Engpässe bei den Speichertransporten verhindern die Wirkungsweise eines integrierten Erdgasbinnenmarktes und stehen hiermit im Widerspruch zu den prioritären Zielen zur Integration der Märkte. Deshalb unterstützen wir den Antrag der AGGM, die Kapazitätsbestellung am Exit Baumgarten in der Vollvariante umzusetzen.

Mit freundlichen Grüßen

Mag. Michael Schmöltzer
Niederlassungsleiter E.ON Gas Storage Austria

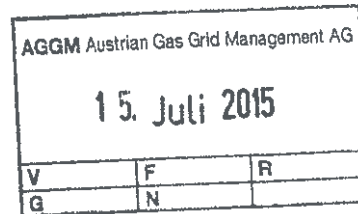
E.ON Gas Storage GmbH
Gas Storage Austria
Stoss im Himmel 3/8
1010 Wien

Mag. Michael Schmöltzer
Tel. +43 1 94785 5080
Fax +43 1947 86 90
Email: michael.schmoeltzer@eon-gas-storage.com

Vorsitzender des
Aufsichtsrats:
Christopher Delbrück

Geschäftsführung:
Dr. Peter Klingenberg
(Sprecher)
Nicole Otterberg

Sitz: Essen
Amtsgericht Essen
HRB 20318
Ust.-Id-Nr. DE257454708



EINSCHREIBEN

Austrian Gas Grid Management AG

Floridotower, Floridsdorfer Hauptstrasse 1
A-1210 Wien

Wien, 14. Juli 2015

Langfristige Planung 2015 für die Verteilnetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2016 bis 2025 vom 1. Juli 2015 Stellungnahme der OMV Gas Storage GmbH

OMV Gas & Power

Erich Holzer

Tel. +43 (1) 27 500-28597
Fax +43 (1) 27 500-628597
erich.holzer@omv.com

OMV Gas Storage GmbH
Trabrennstraße 6-8
1020 Wien, Austria

Registriert beim
Handelsgericht Wien
unter FN 348460
Gesellschaftssitz Wien
USI-IdNr. ATU65819812
DVR-Nr. in Bearbeitung

www.omv.com

Sehr geehrte Damen Herren!

Wir beziehen uns auf die auf Ihrer Homepage veröffentlichte Langfristige Planung 2015 für die Verteilnetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2016 bis 2025 vom 1. Juli 2015 und erlauben uns binnen offener Frist Stellung zu nehmen.

In dem Planungsdokument werden zur Verbesserung der Qualität der Standardkapazität im Verteilernetz für die Entry/Exit-Kapazität der Speicherunternehmen – dh. zur Erhöhung des dynamisch zuordenbaren festen Anteils – drei verschiedene Projekte vorgestellt.

- 2012/2 Reverseflow Auersthal
- 2012/3 Kapazitätsbestellung Exit Kapazität Baumgarten
- 2012/5 Druckerhöhung Netz Oberösterreich

add Projekt 2012/2 Reverseflow Auersthal

Wir begrüßen die Umsetzung des beschriebenen Projektes im vorgestellten Umfang. Im Protokoll der AGGM datiert 16.6.2015 betreffend die Besprechung mit den Marktteilnehmern wird von einer Kostenerhöhung des Transporttarifes von ca. 2 Cent kWh/h per anno ausgegangen.

add Projekt 2012/3 Kapazitätsbestellung Exit Kapazität Baumgarten

Option 1: zusätzliche Kapazität 240.000 Nm³/h (in Summe 600.000 Nm³/h FZK bei 54 barg PVS2 PVS1), Umsetzungsdauer 14 Monate

Option 2: zusätzliche Kapazität 600.000 Nm³/h (in Summe 960.000 Nm³/h FZK bei 54 barg PVS2 PVS1) Umsetzungsdauer 18 Monate

Seitens des Verteilergebetsmanagers ist in der vorliegenden Langfristplanung eine Einreichung zur Genehmigung der Option 2 vorgesehen.

add Projekt 2012/5 Druckerhöhung Netz Oberösterreich

Umsetzungsdauer: 18 Monate (1. Ausbaustufe, Sicherheitstechnische Einrichtungen) 30 Monate (2. Ausbaustufe, Adaptierung Vorwärmung)

Nachstehende Varianten der verschiedenen Ausbaumöglichkeiten wurden vom Verteilergiebtsmanager dargelegt:

Tabelle 9: Darstellung der möglichen Varianten für die Verbesserung der Entry Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost

Variante	Umsetzung Projekt 2012/05 „Druckerhöhung Oberösterreich“	Umsetzung Projekt 2012/02 „Reverseflow Auersthal“	Umsetzung Projekt 2012/03 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“
Variante 1	Ja	Ja	Ia, Option 2 (960 kNm ³ /h)
Variante 2	Nein	Ja	Ia, Option 2 (960 kNm ³ /h)
Variante 3	Ja	Ja	Ia, Option 1 (600 kNm ³ /h)
Variante 4	Nein	Ja	Ia, Option 1 (600 kNm ³ /h)

Quelle: AGGM/NK/2015

OMV Gas Storage GmbH unterstützt das Projekt 2012/5 Druckerhöhung Netz Oberösterreich nur unter der Voraussetzung, dass das Projekt 2012/3 Kapazitätsbestellung Exit Kapazität Baumgarten in der Option 2 (zusätzliche Kapazität 600.000 Nm³/h) genehmigt und realisiert wird.

Wird in Abweichung zu zuvor genanntem zum derzeitigen Zeitpunkt lediglich die Option 1 (zusätzliche Kapazität 240.000 Nm³/h) des Projektes 2012/3 Kapazitätsbestellung Exit Kapazität Baumgarten realisiert, ist eine Druckerhöhung Netz Oberösterreich erst zum Zeitpunkt der Realisierung der Option zwei vertretbar.

Die zu tragenden Kosten für die Druckerhöhung Oberösterreich stehen für OMV Gas Storage GmbH in keinerlei Relation zum Ausmaß der Qualitätsverbesserung der Kapazität des Clusters West. Des Weiteren wird das „Debottlenecking“ in Baumgarten in diesem Fall nicht als nachhaltig gelöst angesehen.

Da in den letzten Jahren eine Intensivierung des Gasflusses von West nach Ost zu verzeichnen ist und davon ausgegangen wird, dass diese Entwicklung weiter fortschreiten wird, sollte auch in der Genehmigung der Langfristigen Planung dieser Umstand berücksichtigt werden.

Die Änderung der Kundenstruktur und das damit verbundene veränderte Nutzungsverhalten haben gezeigt, dass punktuell höhere Raten genutzt werden. So wie in der Analyse der AGGM AG (Folie 46 der Planungskonferenz) dargestellt, können mit der Realisierung der Option 1 des Projektes 2012/3 Kapazitätsbestellung Exit Kapazität Baumgarten nicht alle Speicheranforderungen bedient werden und es ist erkennbar, dass nur die Option zwei zu einer für alle Speicherunternehmen zufriedenstellenden Lösung führt.

Im Sinne einer Gleichbehandlung der Speicherunternehmen und einer gleichmäßigen Verteilung sowohl der Kosten als vor allem auch des Nutzens der Qualitätsverbesserung spricht sich OMV Gas Storage GmbH für die Realisierung der Variante 1 bzw. 2 und hilfsweise für Variante 4 aus und lehnt jedoch Variante 3 strikt ab.

OMV Gas Storage GmbH
DI Mag. Erich Holzer





AGGM Austrian Gas Grid-
Management AG
Hr. DI Helmut Wernhart
Floridsdorfer Hauptstr. 1
1210 Wien, floridotower

joerg.weissgerber@eongas.com
Tel: +43 (0) 502 05 -8400
Fax: +43 (0) 502 05 -8900

vorab via AGGM Nemesys Portal

Wien, 16. Juli 2015

Konsultation der Langfristigen Planung 2015

Sehr geehrter Hr. Dipl.Ing. Wernhart,

wir begrüßen die Möglichkeit der Stellungnahme im Rahmen der Konsultation der Langfristigen Planung 2015 und bedanken uns für die Möglichkeit der Teilnahme an der vorangegangenen Vorstellung der Inhalte und den Ergebnissen in der Veranstaltung vom 1.Juli 2015.

Ein Schwerpunkt der Langfristigen Planung 2015 sind die im Winter 2014/15 aufgetretenen Kapazitätsengpässe für Speichertransporte sowie die Vorschläge diese Engpässe zukünftig zu beseitigen. Auf diese Thematik möchten wir im Speziellen eingehen.

EconGas sieht sich, wie andere nationale und internationale Erdgashandels- und Versorgungsunternehmen mit der Tatsache konfrontiert, dass die Nutzung von Speicherkapazitäten in Österreich nicht (mehr) uneingeschränkt möglich ist.

In der vergangenen Ausspeicherperiode (Winter 14/15) hat sich der Trend zur internationalen Speichernutzung fortgesetzt, der schlussendlich den Engpass von Ableitkapazität aus dem Verteilnetz in das Transitsystem durch Einkürzungen von Entry Speichernominierungen (Reduktion von Ausspeicherungraten) hervorbrachte hat.

Diese Einkürzungen wären wesentlich höher ausgefallen, hätten Speicherkunden ihre vertraglich kontrahierten Ausspeicherleistungen gemäß dem tatsächlichen optimierten Bedarf nominiert. Aufgrund der angespannten Situation und der drohenden Gefahr von Einkürzungen wurden



Nominierungen in der Höhe der vertraglich kontrahierten Ausspeicherleistung erst gar nicht abgegeben. Dies beeinflusst die ohnehin belastete Wirtschaftlichkeit von langfristigen Speicherverträgen zusätzlich.

Wie in der Erläuterung zur Langfristigen Planung 2015 festgehalten, blieb die Endkundenversorgung im Marktgebiet Ost vom Engpass der Speichertransporte ins Transitsystem unberührt. Im Europäischen Kontext ist dieser Engpass dennoch in Zusammenhang mit der Endkundenversorgung aber auch hinsichtlich der Sicherstellung von Handelsliquidität sehr unbefriedigend.

Aus unserer Sicht ist die Ausspeicherstruktur des Winters 2014/15 kein Einmaleffekt sondern das Ergebnis eines entwickelten Europäischen Binnenmarktes sowie des zunehmend kurzfristigen Handels von Erdgas an diversen europäischen Handelsplätzen. Für Speicherkunden ist es - zumindest aus operativer Sicht – irrelevant, wo der Speicher örtlich angesiedelt ist, wenn die internationalen Transitsysteme eine Renominierungsmöglichkeit von 2 Stunden vorsehen und damit der Bedarf im Ausland ansässiger Kunden kurzfristig angepasst und Handelsmöglichkeiten genutzt werden können.

Wir teilen daher die Ansicht der AGGM, dass die Beseitigung des Engpasses im Verteilerggebiet dem Abbau von Handelshindernissen (sowohl im In- als auch Ausland) sowie der restriktionsfreien Speichernutzung zur Belieferung von ausländischen Kunden dient.

Ferner wird die Beseitigung des Engpasses dazu beitragen, dass kurzfristige Buchungen (day-ahead und zukünftig auch intra-day) an Grenzübergangspunkten zum Zwecke des grenzüberschreitenden Handels durchgeführt werden, die Händler andernfalls meiden würden, wenn Einschränkungen beim Speichertransport etwaige Lieferverpflichtungen gefährden. Eine hohe Auslastung der Netze führt wiederum zu einer effizienten Nutzung österreichischer Erdgas-Infrastruktur.

Aus diesen Gründen ist eine Verbesserung der Entry Kapazität für die Speicher im MG Ost zwingend notwendig.

Bezugnehmend auf das in der Langfristigen Planung 2015 vorgestellte Maßnahmenpaket sowie den in Punkt 4.8 dargestellten Auswirkungen auf den dynamischen Anteil der Standardkapazität,



scheint eine Umsetzung der Projekte 2012/2 Reverseflow Auerstal, 2012/3 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten und 2012/5 Druckerhebung zwingend und rasch erforderlich.

Des Weiteren geht hervor, dass eine ausreichende Erhöhung des dynamisch festen Anteils der Kapazität sowohl für den Cluster Ost als auch für den Cluster West nur in Verbindung mit der Option 2 des Projekts 2012/3 gegeben ist.

Angesichts der aus heutiger Sicht zu erwartenden Fortsetzung der Tendenz zur Unabhängigkeit der Speichernutzung vom Verteilergebietsverbrauch ist dies aus unserer Sicht die klar zu präferierende Variante.

Bei etwaigen Rückfragen wenden Sie sich bitte an Herrn Jörg Weissgerber – Leiter Gas Logistics (Tel: 050205 8400; joerg.weissgerber@econgas.com).

Mit freundlichen Grüßen

EconGas GmbH