



AGGM Austrian Gas Grid Management AG

Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

Alle Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse
wurden aus Vertraulichkeitsgründen
mit schwarzen Balken überdeckt

Langfristige Planung 2013 für die Erdgas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2014 – 2023

Wien, 3. Dezember 2013, Version 3.0

Dokument-Historie

Version	Datum	Änderungen
3.0	03.12.2013	Einreichung ECA, Aufforderung zur Abänderung der LFP 2013 durch e-mail der ECA vom 29.11.2013 nach Konsultation der LFP 2013 durch die ECA
2.0	23.10.2013	Einreichung ECA, Aufforderung zur Abänderung der LFP 2013 durch Brief der ECA vom 18.10.2013
1.0	30.08.2013	Bericht LFP 2013 Einreichung

Inhaltsverzeichnis

1	<i>Einleitung</i>	5
1.1	Ziel der Langfristigen Planung	5
1.2	Vorgehen	6
1.3	Berücksichtigung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg in der Langfristigen Planung 2013	7
2	<i>Darstellung der Kapazitätssituation für den Transport von Erdgas im Planungsnullfall für die Jahre 2014 bis 2023</i>	8
2.1	Datenmodell der Langfristigen Planung 2013	8
2.1.1	Absatzmodell	8
2.1.1.1	Überführung der Kapazitätserweiterungsanträge aus dem GWG III in das GWG 2011	8
2.1.1.2	Berücksichtigte Höchstleistung der Kraftwerke	9
2.1.1.3	Abstimmung der Bedarfe der Kraftwerke mit der Langfristigen Planung Strom	9
2.1.1.4	Absatzprognose der Langfristigen Planung 2013	10
2.1.2	Bezugsmodell	12
2.1.2.1	Kapazitätsvertrag WAG	12
2.1.2.2	Kapazitätsvertrag TAG	12
2.1.2.3	Kapazitätsvertrag GCA	12
2.1.2.4	Kapazitätsvertrag terranets bw	13
2.1.2.5	Kapazitätsvertrag bayernnets	13
2.1.3	Speicher	13
2.1.4	Inlandsproduktion	14
2.2	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2012	15
2.3	Planungsnullfallergebnisse	20
2.3.1	Kapazitätssituation im Jahr 2014	20
2.3.2	Kapazitätssituation in den Jahren 2015 bis 2023	21
2.4	Kapazitätsausweis für das Jahr 2014	22
2.5	Infrastrukturstandard gem. Art.6 der Verordnung (EU) Nr. 994/2010	23
2.6	Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen	24
2.6.1	TYNDP, Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan	24
2.6.2	GRIP CEE, Gas Regional Investment Plan Central-East Europe	25
2.6.3	Netzentwicklungsplan Gas Deutschland	26
3	<i>Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite</i>	27
3.1	Zuordnung der Kapazitätserweiterungsanträge zu eingereichten Projekten	27
3.2	Umsetzung der Feasibility Study 07	30
3.3	Versorgung Burgenland	31
3.4	Versorgung Kärnten	31
3.5	Versorgung KW Graz und KW Werndorf	32

3.6	Speicher Puchkirchen - Filterseparator	33
3.7	Kapazitätssituation der Speicher in Oberösterreich	33
3.8	Anbindung des Speichers 7 Fields	36
3.9	Anbindung des Speichers Haidach	37
3.10	Verbesserung der Entry-Kapazität für die Speicher im Marktgebiet Ost	38
3.11	Ergebnisse aus der Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“	39
3.12	Adaptierung der Station St. Margarethen	43
3.13	Schlussfolgerungen und davon abgeleitete Maßnahmen	43
4	<i>Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2013</i>	44
4.1	Fortführung von bereits genehmigten Projekten	44
4.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge	54
5	<i>Zusammenfassung</i>	71
5.1	Daten- und Prognosegrundlage	71
5.2	Analyseergebnis	71
5.3	Notwendige Maßnahmen	72
	 <i>Abkürzungsverzeichnis</i>	
	<i>Tabellenverzeichnis</i>	
	<i>Diagrammverzeichnis</i>	
	<i>Abbildungsverzeichnis</i>	

1 Einleitung

Das Kapitel 1 beschreibt die Basis und den Planungsablauf der Langfristigen Planung 2013. In Kapitel 2 werden die Planungsgrundlagen beschrieben. In der Folge wird die Kapazitätssituation im Planungsnullfall dargestellt und darauf aufbauend bestehende und zukünftige Kapazitätsengpässe aufgezeigt. In Kapitel 3 werden die Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsengpassbereiche vorgestellt. In Kapitel 4 erfolgt die Beschreibung der Projekte, welche die Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite konkretisieren. Diese Projekte sind auf Basis der LFP 2013 umzusetzen. Abschließend erfolgt in Kapitel 5 eine Zusammenfassung der Ergebnisse der Langfristigen Planung 2013.

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 2013 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 26.5.2013 im Rahmen der Planungskonferenz 2013 in Wien den Marktteilnehmern vorgestellt. Die Ergebnisse der Langfristigen Planung 2013 wurden im Forum des AGGM Marktpartnerportals veröffentlicht und im Rahmen der Konsultation zur Diskussion gestellt. Mit Mail vom 3.7.2013 wurden alle Marktteilnehmer auf die Konsultation hingewiesen. Das Ende der Konsultationsfrist war der 31.7.2013. Die bis zu diesem Zeitpunkt eingetroffenen Stellungnahmen wurden gewürdigt und entsprechend im Bericht berücksichtigt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2013 wurde grundsätzlich die gleiche Datenstruktur wie in den Jahren davor eingesetzt (Absatzmodell, Bezugsmodell, Netzmodell).

Nach Genehmigung der Langfristigen Planung werden auf Basis der enthaltenen Kapazitätserweiterungsanträge (eingebracht bis zum Stichtag 31.5.2013) und Ausbaumaßnahmen im Bedarfsfall Netzausbauverträge abgeschlossen. Können nachfolgend eingebrachte Kapazitätserweiterungsanträge mit den bereits genehmigten Ausbaumaßnahmen befriedigt werden, so werden sie in die abzuschließenden (bzw. abgeschlossenen) Netzausbauverträge, ggf. durch Ergänzungsvereinbarungen eingeschlossen. Kann ein neu eingebrachter Kapazitätserweiterungsantrag mit den genehmigten Maßnahmen nicht befriedigt werden, findet eine Berücksichtigung in der nachfolgenden Langfristigen Planung statt.

In der Langfristigen Planung 2007, respektive in der Feasibility Study 07 (FS07), wurde das Gesamtkonzept für den künftigen Infrastrukturausbau entworfen und die Umsetzung bereits begonnen. Mit dem Entschluss, sowohl eine neue Südleitung als auch eine neue Westleitung und Ausbaumaßnahmen im PVS zu realisieren, wurde eine Grundsatzentscheidung getroffen (siehe Bericht der Feasibility Study 07, beste Variante: V3+West). Die Langfristige Planung 2013 verfolgt diesen Ansatz weiter.

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 31.5.2013 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt. Die wesentlichen Kapazitätswachse werden durch Kraftwerksprojekte hervorgerufen, wobei im Vergleich zu den Vorjahren Kraftwerksprojekte zurückgezogen wurden. Die geplanten Speicheranschlüsse an das Verteilernetz haben ebenfalls einen Mehrbedarf an Transportleistung zur Folge.

1.3 Berücksichtigung der Marktgebiete Tirol und Vorarlberg in der Langfristigen Planung 2013

In die Langfristige Planung 2013 wurden die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg insofern aufgenommen, als auf Basis des erwarteten zukünftigen Absatzes die für die Endkundenversorgung erforderliche Kapazität an den Grenzkoppelungspunkten ermittelt wurde.

2 Darstellung der Kapazitätssituation für den Transport von Erdgas im Planungsnullfall für die Jahre 2014 bis 2023

2.1 Datenmodell der Langfristigen Planung 2013

2.1.1 Absatzmodell

2.1.1.1 Überführung der Kapazitätserweiterungsanträge aus dem GWG III in das GWG 2011

Im November 2012 wurde der Prozess gestartet, alle aufrechten Kapazitätserweiterungsanträge in das Regime des GWG 2011 überzuführen.

Bei der Überführung wurde die Prioritätenreihenfolge der Kapazitätserweiterungsanträge nicht verändert.

Kapazitätserweiterungsanträge für Endkunden:

- Kapazitätserweiterungsanträge für Endkunden, für die derzeit keine ausreichende Kapazität zur Verfügung steht, wurden in der bestehenden Form übernommen, wobei der Einspeisepunkt zur Versorgung des Endkunden unerheblich und aus dem Datensatz entfernt wurde.
- Kapazitätserweiterungsanträge für Endkunden, die gestellt wurden, um von einem anderen Einspeisepunkt versorgt werden zu können, wurden in der LFP 2013 nicht mehr weitergeführt, da der Einspeisepunkt (gem. GWG III) im jetzt gültigen Entry-Exit System unerheblich geworden ist.

Kapazitätserweiterungsanträge für sonstige Transporte und Kapazitätserhöhungen für Einspeisepunkte:

Die restlichen vorliegenden Kapazitätserweiterungsanträge haben sich auf Transporte von einem Einspeisepunkt zu einem Speicher, von einem Speicher zu Endkunden und von einem Speicher zu einem Ausspeisepunkt bezogen. Diese vorliegenden Anträge wurden in Kapazitätserweiterungsanträge am Speicher Ein-/Ausspeisepunkt übergeführt.

Da für das Stellen von Kapazitätserweiterungsanträgen für sonstige Transporte und Kapazitätserhöhungen für Einspeisepunkte im GWG III die Versorger über Ihre Bilanzgruppenverantwortlichen zuständig waren, aber jetzt im GWG 2011 für das Stellen von Kapazitätserweiterungsanträgen am Speicher Ein-/Ausspeisepunkt das Speicherunternehmen zuständig ist, wurde die Übertragung der Kapazitätserweiterungsanträge in trilateralen Verträgen (Versorger – Speicherunternehmen – Verteilergiebtsmanager) geregelt.

Kapazitätserweiterungsanträge, für die bereits Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen wurden, wurden nicht explizit übergeführt.

Derzeit ist ein Vertrag noch nicht unterzeichnet. In Tabelle 5 sind alle Kapazitätserweiterungsanträge gemäß GWG 2011 aufgelistet.

2.1.1.2 Berücksichtigte Höchstleistung der Kraftwerke

In Tabelle 1 sind die in der Langfristigen Planung 2013 berücksichtigten Kraftwerksleistungen dargestellt, die im Szenario NB_Max (vgl. Kapitel 2.1.1.4) zeitgleich auftreten. Die Erhebung der Steigerungen erfolgte auf Basis der Befragung der Verteilernetzbetreiber bzw. der eingebrachten Kapazitätserweiterungsanträge. Diese Kraftwerksdaten wurden in der Absatzprognose berücksichtigt.

Tabelle 1: In der LFP 2013 berücksichtigte Kraftwerksleistungen

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

NB	Standort	Bestand	Prognose									
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]	[kNm ² /h]
Wiener Netze	KW_Leopoldau											
	KW_Donaustadt_Summe											
	KW_Simmering_Summe											
Netz NÖ	KW_Korneuburg											
	KW_Theiß											
	KW_Dürnrohr											
	KW_Peisching											
GSG	FHKW Graz											
	KW_Mellach_alt_Kohle											
	KW_Werndorf_alt_Öl											
	KW_Mellach KW_Werndorf_Repowering *)											
EKG	KW_Klagenfurt											
OÖFNG	KW_Timelkam											
	FHKW_MITTE											
	FHKW_SUD											
	KW_Riedersbach											
SNG	FHKW_Salzburg											
Summe												

*) Update 09/2013: Der Betreiber des KW Werndorf hat die Planungsaktivitäten für das Repowering eingestellt. In der LFP 2014 wird dieser Bedarf zurückgezogen

Quelle: AGGM/NK-K / Feb. 2013

2.1.1.3 Abstimmung der Bedarfe der Kraftwerke mit der Langfristigen Planung Strom

Im Zuge der Bearbeitung der LFP 2013 wurden zwei Gespräche mit der Austrian Power Grid (APG), welche für die Erstellung der Langfristigen Planung für den Strombereich zuständig ist, geführt. Ziel war es, einen Informationsabgleich bezüglich der Neuerrichtung von Gaskraftwerken durchzuführen.

Obwohl aufgrund der schwierigen wirtschaftlichen Situation für Gaskraftwerke in naher Zukunft keine Neuerrichtung von Gaskraftwerken zu erwarten ist, wurden die zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarfe trotzdem in die Gasprognose mit aufgenommen. Mit Ausnahme der Kärntenleitung sind für die Bereitstellung der zusätzlich angefragten Kapazitäten keine weiteren Infrastrukturprojekte im Ebene 1 Verteilernetz erforderlich.

2.1.1.4 Absatzprognose der Langfristigen Planung 2013

Die Absatzprognose der LFP 2013 für die Jahre 2014 bis 2023 stützt sich einerseits auf die tatsächlich gemessenen Absätze aus der Vergangenheit und andererseits auf die von den Verteilernetzbetreibern im Rahmen der LFP 2013 erstellten Prognosen für die Verbrauchsänderungen (Jahr 2014 – 2023).

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. Im Winter 2012/2013 waren keine derart hohen Absätze zu verzeichnen.

Die Absatzprognose im Haushalts- und Gewerbebereich ist stagnierend. Als Gründe dafür werden neue Richtlinien für die Wohnbauförderung und die Energieeffizienzsteigerung angeführt. Wesentliche Treiber der Verbrauchssteigerung sind nach wie vor die Gaskraftwerke.

In Diagramm 1 ist die Prognose der maximalen Stundenleistung und des Gasverbrauches im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2003 bis 2023 dargestellt. Die prognostizierten Verbrauchsdaten wurden von AGGM auf Basis der Angaben der Verteilernetzbetreiber und der prognostizierten maximalen Leistung erstellt.

Die in Diagramm 1 dargestellte IST Leistung und der Prognose Leistungsbedarf beruht auf unterschiedlicher methodischer Betrachtung. Die im Diagramm dargestellte IST Leistung ist der historisch maximale gemessene gleichzeitige Gasabsatz im Verteilergebiet (VG_MAX früher als RZ_MAX bezeichnet). Als Prognose Leistungsbedarf wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt.

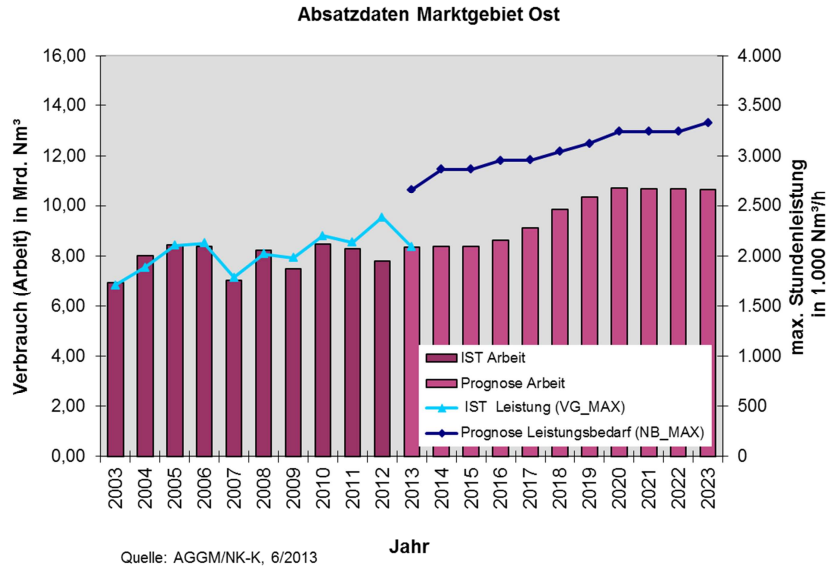
Der Unterschied zwischen dem IST VG_MAX und NB_MAX beträgt ca. 7 %, wobei zu beobachten ist, dass die Absatz-Maxima der einzelnen Netzbereiche nur wenige Stunden nacheinander auftreten.

Der Unterschied zwischen dem IST NB_MAX und dem Prognose NB_MAX ergibt sich daraus, dass für die Absatzprognose innerhalb eines Netzbereiches die volle uns bekannte Gleichzeitigkeit der Großabnehmer angenommen wird.

Für die hydraulischen Berechnungen über das gesamte Verteilernetz wird der Prognose NB_MAX Absatz herangezogen.

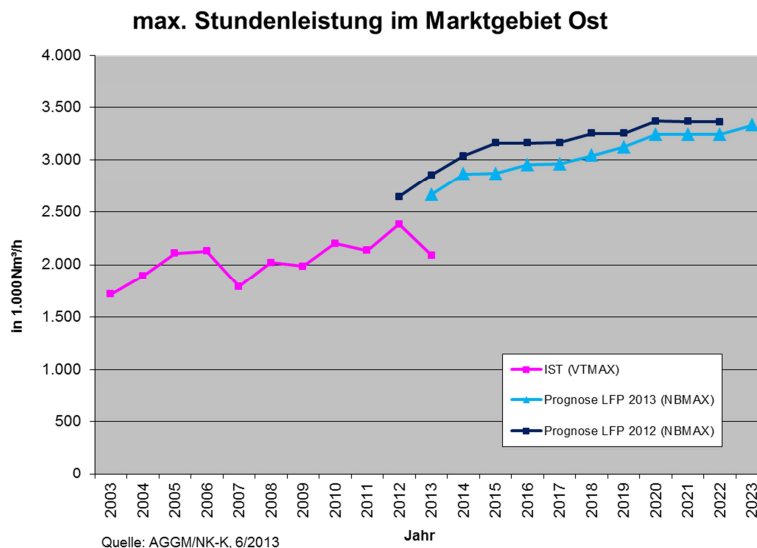
In Diagramm 2 ist die aktuelle Prognose der maximalen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost im Vergleich zur Prognose der LFP 2012 dargestellt. Die Absatzbedarfe werden zum Zeitpunkt des möglichen Transportes (Fertigstellung der erforderlichen Infrastruktur) dargestellt.

Auffallend ist, dass die Prognosekurve 2013 deutlich unterhalb liegt und nach rechts verschoben ist. Das heißt, dass die Prognosen für zusätzliche Kapazitäten reduziert wurden, bzw. Projekte deutlich nach hinten verschoben wurden.

Diagramm 1: Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch im Verteilerg Gebiet Ost


Quelle: AGGM/NK-K / 2013

In der Prognose 2013 wurden zwei Kapazitätserweiterungsanträge für Gaskraftwerke zurückgezogen. Der Kapazitätserweiterungsantrag für das Gaskraftwerksprojekt in Graz (KW Graz) wurde zurückgezogen, da das Projekt eingestellt wurde. Der Kapazitätserweiterungsantrag für den Umbau des KW Werndorf wurde zurückgezogen, da die entsprechende Kapazität verfügbar ist. Das KW Werndorf wird jedoch in der Prognose der GSG weitergeführt.

Diagramm 2: Prognose der maximalen Stundenleistung im Verteilerg Gebiet Ost


Quelle: AGGM/NK-K / 2013

2.1.2 Bezugsmodell

Das Bezugsmodell beschreibt in der Langfristigen Planung wo, wann wieviel Gas in das Verteilernetz eingespeist wird.

Bislang war das Bezugsmodell eine zentrale Variable in der Planung, da es einen Unterschied in der Infrastrukturauslegung macht, ob das Gas in Oberkappel, Baumgarten oder an einem anderen Grenzübergabepunkt angeliefert wird.

Im Entry-Exit System wird das Bezugsmodell auf Basis:

- der mit den Fernleitungsunternehmen abgeschlossenen Kapazitätsverträgen
- der von den Speicherunternehmen im Wege der Jahresbestellung kommittierten Entry- und Exit Kapazität
- der von den Produzenten im Wege der Jahresbestellung kommittierten Entry-Kapazität
- der von den Erzeugern biogener Gase im Wege der Jahresbestellung kommittierten Entry-Kapazität
- der von den Netzbenutzern kommittierten Entry- und Exit-Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten

erstellt.

2.1.2.1 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 7.480.875 kWh/h (667.935 Nm³/h) DZK zur Verfügung, davon sind 2.801.070 kWh/h (quasi) gesicherte und 4.679.805 kWh/h (quasi) unterbrechbare Kapazität.

2.1.2.2 Kapazitätsvertrag TAG

Der Kapazitätsvertrag mit der TAG umfasst eine Entry-Kapazität von in Summe 4.034.549 kWh/h (360.227 Nm³/h) FZK, wobei Kapazitätslimits pro Kompressorsektion und pro Abzweigpunkt festgelegt sind.

2.1.2.3 Kapazitätsvertrag GCA

Bei der GCA wurden sowohl Entry als auch Exit-Kapazitäten kontrahiert.

Die Entry-Kapazität (Fernleitung → Verteilergebiet) beträgt 21.422.795 kWh/h (1.912.750 Nm³/h) FZK.

Die Exit-Kapazität (Verteilergebiet → Fernleitung) beträgt 4.028.400 kWh/h (359.679 Nm³/h) FZK.

2.1.2.4 Kapazitätsvertrag terranets bw

Mit der terranets bw wird ein Kapazitätsvertrag mit dem Übergabepunkt RC Lindau/Leiblach vereinbart. Die Kapazität für die Versorgung der Endkunden in Vorarlberg beträgt 820.000 kWh/h (73.214 Nm³/h) FZK.

2.1.2.5 Kapazitätsvertrag bayernnets

Mit der bayernnets wurde sowohl ein Kapazitätsvertrag für Kiefersfelden als auch für Pfronten abgeschlossen.

In Kiefersfelden beträgt die Kapazität im Sommerhalbjahr 890.400 kWh/h (79.500 Nm³/h) FZK und im Winterhalbjahr 910.039 kWh/h (81.253 Nm³/h) FZK.

In Pfronten beträgt die Kapazität 45.000 kWh/h (4.018 Nm³/h) FZK.

2.1.3 Speicher

Seitens der RAG Energy Storage GmbH und der OMV Gas Storage GmbH wurden der AGGM Speicherausbauprogramme übermittelt.

Am Standort Puchkirchen steht nach Angaben der RAG ES eine maximale Ein- bzw. Ausscherrate von [REDACTED] [BGG] und ein Arbeitsgasvolumen von [REDACTED] [BGG] zur Verfügung. Der Speicher Haidach H5 hat eine Ein- bzw. Ausscherrate von [REDACTED] [BGG] und ein Arbeitsgasvolumen von [REDACTED] [BGG]. Seit April 2011 ist der Speicher Friedburg mit einer Ein- bzw. Ausscherrate von [REDACTED] [BGG] und einem Arbeitsgasvolumen von [REDACTED] [BGG] in Betrieb.

Es ist geplant, weitere Speicher zu errichten: Realisierungszeitraum 2014, Ein-, Ausscherrate von [REDACTED] [BGG] Arbeitsgasvolumen [REDACTED] [BGG]. Realisierungszeitraum 2017, Ein-, Ausscherrate von [REDACTED] [BGG] Arbeitsgasvolumen [REDACTED] [BGG]. Es ist jedoch nicht bekannt, an welchen Standorten die zusätzlichen Speicher errichtet werden sollen. Entsprechende Kapazitätserweiterungsanträge liegen nicht vor.

Die OMV Gas Storage verfügt derzeit über Speicheranlagen mit einer maximalen Ausscherrate von [REDACTED] [BGG] und einem Arbeitsgasvolumen von [REDACTED] [BGG].

Weitere Ausbauprojekte sind derzeit in Planung:

		Ausscherrate	Arbeitsgasvolumen
<i>Thann</i>	<i>2015</i>	[REDACTED]	[REDACTED] [BGG]
<i>Schönkirchen 16TH</i>	<i>2017</i>	[REDACTED]	[REDACTED] [BGG]

Entsprechende Kapazitätserweiterungsanträge liegen nicht vor.

In der LFP 2010 wurde ein Projekt für die Anbindung des Speichers 7 Fields, an das Verteilergelände Ost entwickelt. Im Juli 2011 wurden die entsprechenden Verträge für die Realisierung der Anbindung an das Verteilergelände Ost unterzeichnet.

Bisher ist der Speicher Haidach nicht an das Netz des Verteilergeländes Ost angeschlossen. Im April bzw. Mai 2011 und im Jänner 2012 wurden Kapazitätserweiterungsanträge von in Summe 268.900 Nm³/h zum Anschluss

des Speichers an das Verteilergesamt Ost eingebracht. Ein Kapazitätserweiterungsvertrag wurde bis dato nicht unterzeichnet. Siehe auch Kapitel 3.8 und 3.9.

2.1.4 Inlandsproduktion

Seitens RAG und OMV wurden der AGGM Prognosen für die Inlandsproduktion übermittelt.

Die RAG gibt einen kontinuierlichen Rückgang der Inlandsproduktion von [REDACTED] [BGG] an.

Die OMV beziffert Ihre künftige Produktionsrate mit ca. [REDACTED] [BGG] [REDACTED] und eine kontinuierliche Produktionsabnahme auf [REDACTED].

2.2 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2012

In Tabelle 2 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2012 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 2: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2012

Nr.	Projekt	Projekträger	geplante Fertigstellung LFP 2012	Status LFP 2013
2007/9	Leitungssegment Bruck/Mur (Laming) - Landesgrenze ST/K	GSG	2016	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2007/10	Leitungssegment Landesgrenze ST/K - TAG Übergabestation Ebenthal	KNG	2016	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2007/11	Leitungssegment Auerthal - Hart	Netz NÖ	9/2012	in Umsetzung dz. 22 Monate Zeitverzug
2008/1	Leitungssegment Puchkirchen - Friedburg/Haidach	OÖFNG	12/2013	in Umsetzung
2008/2	Planung und Bauvorbereitungen der Leitungssegmente: Bruck a.d. Mur (Laming) - St. Michael - Grenze Steiermark/Kärnten und Grenze Steiermark/Kärnten TAG Abzweigstation Ebenthal	GSG / KNG	9/2014	zurückgezogen
2008/4	Planung und Bauvorbereitungen des Leitungssegmentes: Velm - Wilfleinsdorf	Netz NÖ	9/2013	zurückgezogen
2008/8	Netzertüchtigung: Ausbau der Mess- und Regelstation Mannswörth	GCA	11/2012	umgesetzt
2009/1	Leitungssegment: Schwechat - Mannswörth	GCA	11/2012	umgesetzt
2009/2	Leitungssegment: Gratkorn - Werndorf	GSG	9/2015	zurückgezogen
2009/3	Planung und Bauvorbereitungen des Leitungssegmentes: Friedburg/Haidach - Auerbach	OÖFNG	9/2013	umgesetzt
2010/3	Leitungssegment Zagling - Kühschinken	OÖFNG	12/2013	in Umsetzung
2010/4	Planungsvorbereitung für erforderliche Infrastrukturausbauten im Netz der OÖFNG	OÖFNG, AGGM	9/2013	umgesetzt
2011/3	Adaptierung der Station Ettendorf	GCA	4/2012	umgesetzt
2011/5	Leitungssegment Friedburg/Haidach - Speicher Haidach	OÖFNG	12/2013	in Umsetzung
2012/1	Kapazitätserhöhung Filterseparator Speicher Puchkirchen	OÖFNG	5/2013	in Umsetzung
2012/2	Reverseflow Auerthal	GCA	9/2014	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	3/2015	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/4	Adaptierung Station Ebelsberg	OÖFNG	14 Monate nach Beauftragung	in Umsetzung
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	OÖFNG	14 Monate nach Abschluss KEV	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht
2012/6	Adaptierung Station Ebenthal	GCA	1/2014	in Umsetzung

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

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 2007/9: Leitungssegment Bruck/Mur – Landesgrenze ST/K

Dieses Projekt wurde aufgrund mehrerer Anträge auf Kapazitätserweiterung entwickelt. Die Antragsteller haben aber bis dato keine Kapazitätserweiterungsverträge unterzeichnet, weshalb auch keine entsprechenden Netzausbauverträge abgeschlossen wurden. Dem Hauptprojekt, Kraftwerk Klagenfurt, wurde seitens des Umweltsenates ein negativer Umsetzungsbescheid ausgestellt. Der Kraftwerksbetreiber hält dennoch das Kraftwerksprojekt aufrecht, weshalb der Kapazitätserweiterungsantrag noch nicht zurückgezogen wurde.

Auf Basis dieses Kapazitätserweiterungsantrages wird das Leitungsprojekt weitergeführt. Die mögliche Realisierung des Leitungsprojektes verschiebt sich jedoch zumindest in das Jahr 2018.

Projekt 2007/10: Leitungssegment Landesgrenze ST/K – TAG Übergabestation Ebenthal

Dieses Projekt wurde aufgrund mehrerer Anträge auf Kapazitätserweiterung entwickelt. Die Antragsteller haben aber bis dato keine Kapazitätserweiterungsverträge unterzeichnet, weshalb auch keine entsprechenden Netzausbauverträge abgeschlossen wurden. Dem Hauptprojekt, Kraftwerk Klagenfurt, wurde seitens des Umweltsenates ein negativer Umsetzungsbescheid ausgestellt. Der Kraftwerksbetreiber hält dennoch das Kraftwerksprojekt aufrecht, weshalb der Kapazitätserweiterungsantrag noch nicht zurückgezogen wurde.

Auf Basis dieses Kapazitätserweiterungsantrages wird das Leitungsprojekt weitergeführt. Die Mögliche Realisierung des Leitungsprojektes verschiebt sich jedoch zumindest in das Jahr 2018.

Projekt 2007/11: Leitungssegment Auerthal – Hart

Dieses Projekt ist in Umsetzung. Ein entsprechender Netzausbauvertrag mit dem umsetzenden Netzbetreiber ist per 30.5.2008 in Kraft getreten. Der geplante Fertigstellungstermin ist mit Ende September 2012 festgesetzt. Aus derzeitiger Sicht ist mit einer Verschiebung des geplanten Endtermins um 22 Monate zu rechnen. Die Inbetriebnahme der gesamten Leitung wird aus heutiger Sicht am 30.07.2014 erfolgen.

Der erste Bauabschnitt von Auerthal bis Langenschönbichl wurde Anfang 2013 in Betrieb genommen. Der zweite Bauabschnitt von Langenschönbichl bis Holzling (inkl. Einbindung in die West 2) wird voraussichtlich Ende 2013 in Betrieb genommen. Der dritte Bauabschnitt wird Ende Juli 2014 betriebsbereit

sein. Die Umsetzung des Projektes wird planmäßig gemäß dem adaptierten Zeitplan umgesetzt.

Projekt 2008/1: Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach

Dieses Projekt wurde aufgrund eines Antrages auf Kapazitätserweiterung entwickelt. Dieses Projekt ist auch erforderlich, um eine Anbindung des Speichers 7 Fields sowie des Speichers Haidach an das Verteilerg Gebiet zu realisieren. Ein entsprechender Netzausbaupertrag für den Netzanschluss des Speichers 7 Fields wurde im Juli 2011 unterzeichnet. Die Inbetriebnahme der Leitung ist mit 1.1.2014 geplant. Das Projekt ist derzeit planmäßig in Umsetzung.

Projekt 2008/2: Planung und Bauvorbereitung der Leitungssegmente: Bruck a.d.Mur (Laming) – St. Michael – Grenze (Steiermark/Kärnten) und Grenze (Steiermark/Kärnten) – TAG Abzweigstation Ebenthal

Dieses Projekt wurde entwickelt, um Zeit im Umsetzungsprozess zu gewinnen und den gewünschten Transportbeginn des Kraftwerkes Klagenfurt einhalten zu können. Aufgrund der geringen Realisierungschancen des Kraftwerkes Klagenfurt wurden die Planungsarbeiten zurückgenommen. Das Projekt wird mit der Langfristigen Planung 2013 zurückgezogen. Die Planungsarbeiten sind einzustellen. Die bisherigen Planungsarbeiten sind zu dokumentieren (siehe auch Kapitel 3.5).

Projekt 2008/4: Planung und Bauvorbereitung des Leitungssegmentes: Velm - Wilfleinsdorf

Die Netz Niederösterreich GmbH hat bereits Trassenstudien entsprechend dem Projektauftrag durchgeführt und dokumentiert. Die erforderlichen Grundstücksrechte wurden nicht gesichert. Da die Grundannahmen (massive Absatzsteigerungen), die zu diesem Projekt geführt haben, nicht eingetreten sind, wird das Projekt in der LFP 2013 zurückgezogen.

Auf diesen bisherigen Planungsarbeiten der Netz Niederösterreich GmbH wird im Herbst 2013 das gemeinsame Projekt zwischen Netz Niederösterreich GmbH, Netz Burgenland und AGGM aufbauen (siehe auch Kapitel 3.3).

Projekt 2008/8: Netzertüchtigung: Ausbau der Mess- und Regelstation Mannswörth

Dieses Projekt wurde gemeinsam mit dem Projekt 2009/1 realisiert. Ein entsprechender Netzausbaupertrag mit dem umsetzenden Netzbetreiber ist per 23.12.2009 in Kraft getreten. Der geplante Fertigstellungstermin war mit 30. November 2012 festgesetzt.

Das Projekt wurde gemäß dem Zeitplan umgesetzt und ist bereits in Betrieb.

Projekt 2009/1: Leitungssegment: Schwechat - Mannswörth

Dieses Projekt wurde gemeinsam mit dem Projekt 2008/8 realisiert. Ein entsprechender Netzausbaupertrag mit dem umsetzenden Netzbetreiber ist per

23.12.2009 in Kraft getreten. Der geplante Fertigstellungstermin war mit 30. November 2012 festgesetzt.

Das Projekt wurde gemäß dem Zeitplan umgesetzt und ist bereits in Betrieb.

Projekt 2009/2: Leitungssegment: Gratkorn - Werndorf

Das Projekt wurde entwickelt, um die drei Kraftwerksprojekte im Raum Graz (Mellach, Graz, Werndorf) versorgen zu können. Dieses Leitungssegment wird aus heutiger Sicht erst dann erforderlich, wenn alle drei Kraftwerke realisiert werden. Das Kraftwerk Mellach ist bereits in Betrieb. Für die beiden anderen Kraftwerke wurde kein KEV abgeschlossen. Da die Kapazitätserweiterungsanträge vom KW Graz und vom KW Werndorf zurückgezogen wurden, wird das Projekt in der Langfristigen Planung 2013 zurückgezogen.

Projekt 2009/3: Planung und Bauvorbereitung des Leitungssegmentes: Friedburg/Haidach – Auerbach

Das Projekt ist abgeschlossen. Der Abschnitt Munderfing – Auerbach ist genehmigungsrechtlich abgeschlossen. Für den Abschnitt Friedburg – Munderfing wurden Trassenstudien durchgeführt. Für diesen Abschnitt wurden noch keine anlagenrechtlichen Genehmigungen eingeholt. Aufgrund der Unsicherheiten bezüglich der Realisierung des Kraftwerkes Riedersbach werden derzeit keine weiteren Detailplanungen durchgeführt. Die Ergebnisse des Projektes wurden dokumentiert.

Projekt 2010/3: Leitungssegment Zagling – Kühschinken

Dieses Projekt wurde entwickelt um den Speicher 7 Fields an das Verteilergelände Ost anzuschließen. Ein entsprechender Netzausbauplan wurde im Juli 2011 unterzeichnet. Die Inbetriebnahme der Leitung ist mit 1.1.2014 geplant. Das Projekt ist derzeit planmäßig in Umsetzung.

Projekt 2010/4: Planungsvorbereitung für erforderliche Infrastrukturausbauten im Netz der OÖFNG

Das Projekt wurde abgeschlossen. Im Rahmen dieses Projektes wurden Überlegungen v.a. zu den folgenden Projekten angestellt:

- Leitung Kronau – Kronstorf und
- Verdichterstation Kronstorf.

Im Rahmen des Projektes Pre-Feasibility-Study „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“ wurde festgestellt, dass mit der derzeit in Umsetzung befindlichen Infrastruktur eine Einspeicherleistung in die oberösterreichischen Speicher auf sehr hohem Niveau bereitgestellt werden kann. Aus Sicht der AGGM ist ein weiterer Infrastrukturausbau derzeit nicht zweckmäßig, deshalb wurden zu den angedachten Projekten keine Detailstudien durchgeführt.

Fest steht jedoch, dass die Projekte „Leitung Kronau – Kronstorf“ und „Verdichterstation Kronstorf“ vor allem in Verbindung mit zusätzlichen Maßnahmen auf der WAG eine signifikante Steigerung der Ein- bzw.

Ausspeicherleistung der oberösterreichischen Speicher bewirken. Dieses Ausbaupotential ist jedenfalls für die Zukunft zu sichern.

Projekt 2011/3: Adaptierung der Station Ettendorf

Das Projekt wurde gemäß dem Zeitplan umgesetzt und ist bereits in Betrieb.

Projekt 2011/5: Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach

Dieses Projekt wurde entwickelt, um den Speicher Haidach an das Netz des Verteilergebietes anschließen zu können. Mit Bescheid für die Langfristige Planung 2012 vom 11. Jänner 2013 wurde die Ausbauschwelle für dieses Projekt gestrichen. Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Die Inbetriebnahme der Leitung ist mit 1.1.2014 geplant. Der Zeitpunkt für die tatsächliche Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilernetz ist derzeit offen.

Projekt 2012/1: Kapazitätserhöhung Filterseparator Speicher Puchkirchen

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung und wird bis Ende November 2013 fertiggestellt.

Projekt 2012/2: Reverseflow Auersthal

Das Projekt ist seitens GCA fertig projektiert. Die Ausbauschwelle wurde jedoch noch nicht erreicht, somit wird das Projekt noch nicht umgesetzt.

Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten

Die GCA hat in Abstimmung mit AGGM das Projekt ausgearbeitet. Die ursprünglich angedachte Lösungsvariante kann nicht umgesetzt werden. Es wurde jedoch eine Alternativvariante entwickelt (siehe dazu Kapitel 3.10). Die Ausbauschwelle wurde noch nicht erreicht, somit wird das Projekt noch nicht umgesetzt.

Projekt 2012/4: Adaptierung Station Ebelsberg

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung und wird bis Ende September 2014 umgesetzt.

Projekt 2012/5: Druckerhebung Oberösterreich

Die Druckerhebung im Netz der OÖFNG ist erforderlich, um eine möglichst hohe Entry-Kapazität für die Speicher im Netz der OÖFNG ausweisen zu können. Die RAG ES hat bezüglich dieses Projekts eine Beschwerde an den Verfassungsgerichtshof erhoben. Die Ausbauschwelle für dieses Projekt wurde noch nicht erreicht.

Projekt 2012/6: Adaptierung Station Ebenthal

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Aus derzeitiger Sicht wird das Projekt Ende November 2013 abgeschlossen sein.

2.3 Planungsnullfallergebnisse

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.

2.3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2014

Alle für das Jahr 2014 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten eingehalten werden.

Durch die Inbetriebnahme der Südleitung am 1. Oktober 2011 sind die Kapazitätsengpässe im südlichen Niederösterreich und in der Steiermark behoben.

Der Kapazitätsengpass in Kärnten konnte für das Haushalts- und Gewerbesegment gelöst werden. In Kärnten steht seit Jänner 2013 eine zusätzliche Kapazität von ca. 47.000 Nm³/h zur Verfügung.

Kapazitätsengpassbereich West-Leitung

Netzzugungsanträge für Endkunden entlang der Westleitung als auch Netzzugungsanträge für die Speicher Puchkirchen, 7 Fields und Haidach konnten aufgrund von Kapazitätsengpässen im West-System nicht zugesagt werden. Die daraufhin gestellten Kapazitätserweiterungsanträge sind in Tabelle 5 angeführt. Durch die Fertigstellung der erforderlichen Projekte können die angefragten Netzzugungsanträge weitgehend zugesagt werden (siehe auch Kapitel 3.7).

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 einen erhöhten Druckabfall in der Station Wilfleinsdorf erzeugt, sodass die Drucksituation für die Burgenland Netz GmbH angespannt war. Durch eine optimierte Fahrweise im Winter 2012 konnten Druckverletzungen an der Übergabestation in Wilfleinsdorf 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 3.3 beschrieben.

Kapazitätsengpassbereich Exit Fernleitung

Aus historischen Gründen ist die Rückspeisekapazität vom Verteilernetz in das Fernleitungsnetz begrenzt. Im Frühjahr 2012 wurden bereits bis zu 340.000 Nm³/h vom Verteilernetz in das Fernleitungsnetz übergespeist. Derzeit steht eine Exit-Kapazität in Baumgarten von 360.000 Nm³/h FZK zur Verfügung. Durch die Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach kann mit einer erhöhten Nachfrage gerechnet werden. Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 3.10.

2.3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2015 bis 2023

Aus derzeitiger Sicht können mit der fertiggestellten Südleitung und der fertiggestellten Westleitung und dem Verdichter in Baumgarten auch die steigenden Kapazitätsbedarfe gedeckt werden.

Durch geeignete Maßnahmen wird auch der Kapazitätsengpassbereich in Wilfleinsdorf gelöst werden können.

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

2.4 Kapazitätsausweis für das Jahr 2014

Der Kapazitätsausweis für das Jahr 2014 wurde auf Basis der Planungsannahmen der Langfristigen Planung 2013 gerechnet. Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2013 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2014 im Wege der Verteilernetzbetreiber einzubringen. Nicht genutzte Kapazität von Mitbewerbern wird aliquot zur angegebenen technischen Leistungsfähigkeit der Anlage auf zusätzliche Anfragen zugeteilt, wenn dies hydraulisch möglich ist.

Tabelle 3: Kapazitätsausweis 2014

Die standortspezifischen Detaildaten (kursiv) der Tabelle unterliegen dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Kapazitätsausweis VG Ost 2014				<i>Die standortspezifischen Detaildaten (kursiv) der Tabelle unterliegen dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]</i>					
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC	Bestätigte Jahresbestellung 2013				Kapazitätspotential 2014	
				SK Entry	UK Entry	SK Exit	UK Exit	SK Entry	SK Exit
				Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h
Speicher									
Speicher Wien	Wiener Netze	SSO Wien Energie	25W-SPWIEN-WEG-J						
SP NÖ	GCA	OGSA	25W-SPNO-OMV-Z						
Thann	OÖFNG	OGSA	25W-SPTHAN-OMV-G						
Puchkirchen	OÖFNG	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAGA						
Fried/Aigl/Haid	OÖFNG	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV						
7 Fields	OÖFNG	EGS							
Haidach	OÖFNG	Astora/Gazprom							
Summe				1.945.000	9.491	1.413.661	214.491	2.428.000	2.020.661
Produktion									
virt. Summe	GCA	PSO OMV	25W-PRODNO-OMV-5						
virt. Summe	Netz NÖ	PSO OMV	AGGM-PRODEVN-OMV						
Puchkirchen	OÖFNG	PSO RAG	AGGM-PRODPUC-RAG						
Fried/Aigl/Haid	OÖFNG	PSO RAG	AGGM-PRODFAH-RAG						
virt. Sonst	OÖFNG	PSO RAG	25W-PRODOO-RAG-1						
virt. Summe	SNG	PSO RAG	25W-PRODSBG-RAGE						
virt. Summe	Netz NÖ	PSO RAG	25W-PRODNO-RAG-9						
Summe				237.922				237.922	
Biogas									
Asten	LINZ Gas Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ASTEN-T						
Bruck / Leitha	Netz NÖ	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-BRUCK-7						
Engerwitzdorf	OÖF	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ENGERW-W						
Salzburg Bio	SNG	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-EUGEND-J						
Steindorf	SNG	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-STEIND-H						
Wr. Neustadt	Netz NÖ	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-WRNEUSTH						
Leoben	STW Leoben	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-LEOB-W						
Summe				1.366				1.366	

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

Die Steigerung des Exit-Kapazitätspotentials für die oberösterreichischen Speicher auf in Summe 652.000 Nm³/h resultiert vor allem aus der Inbetriebnahme des ersten und zweiten Bauabschnittes der West 4 Leitung und der neu errichteten Leitungen der OÖFNG.

Solange das Projekt 2012/6 nicht umgesetzt ist, kann es unter bestimmten hydraulischen Bedingungen zu einer Einschränkung der ausgewiesenen Standardkapazität für die oberösterreichischen Speicher von in Summe ca. 120.000 Nm³/h kommen. Laut der angestellten Analyse treten diese hydraulischen Bedingungen sehr selten auf.

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 4: Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost

Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio. Nm³/d)	Definition, Erklärungen, Quellenangabe
Epm	277,1	technische Kapazität von Einspeisepunkten
Baumgarten	206,6	GCA, BOG, TAG
Oberkappel	22,2	BOG
Überackern	10,2	GCA
Arnoldstein	37	TAG
Freilassing&Laa/ Thaya	0,9	AGGM
Pm	5,7	max. Technische Produktionskapazität
Produktion OMV	4,6	AGGM
Produktion RAG	1,1	AGGM
Sm	44,6	maximale technische Ausspeisekapazität
Speicher OMV	31,2	AGGM
Speicher RAG ES	13,4	AGGM
7Fields FL	*	GCA
7Fields VL	0	AGGM
Haidach VL	0	AGGM
LNGm	0	Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant
Im	206,6	Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten
Dmax	51,8	Gesamte tägliche Gasnachfrage im analysierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre, Februar 2012 (Quelle: AGGM)
N - 1 [%]	233%	
* Einspeisekapazität ist bereits am Punkt Überackern inkludiert		

Quelle: GCA, AGGM/NK-K / 2013

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

In der LFP 2012 lag das Ergebnis der N-1 Formel bei 145%. Die Steigerung ist vor allem auf die Erhöhung der Einspeisekapazität in Arnoldstein (TAG Reverse Flow) und in Oberkappel (WAG Expansion III) zurückzuführen.

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

2.6 Kohärenz mit den übergeordneten Netzentwicklungsplänen

2.6.1 TYNDP, Gemeinschaftsweiter Netzentwicklungsplan

Wie in den letzten Langfristigen Planungen hat die AGGM auch in der LFP 2013 die europäische Situation bezüglich Netzinfrastruktur, Gasaufbringung und Gasnachfrage mitberücksichtigt.

Der von der ENTSOG 2013 veröffentlichte TYNDP enthält folgende für die LFP 2013 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 2013 berücksichtigt wurden:

Nabucco Gas Pipeline Project (FID nicht erteilt)

Die Nabucco Leitung ist zwar noch im TYNDP angeführt, wird aber keine Bedeutung mehr haben.

South Stream Gas Pipeline Project (FID nicht erteilt)

Dieses Projekt hat keine direkte Auswirkung auf das Verteilergelände Ost. Das Projekt könnte aber dazu beitragen, dass Baumgarten als Hauptimportpunkt seine Bedeutung behält bzw. ausbauen kann.

Tauerngasleitung Gas Pipeline Project (FID nicht erteilt)

Die TGL wurde bereits in der Feasibility Study 07 (FS07) mitberücksichtigt. Das Ergebnis der FS07 war, dass die Errichtung der Südleitung und Westleitung in Verbindung mit Ausbauten im PVS die günstigste Lösung zur Beseitigung der Kapazitätsengpässe innerhalb des Marktgebietes Ost darstellt. Die Leitung könnte redundante Einspeisungen in Salzburg und Kärnten ermöglichen.

BACI Bidirektional Austrian Czech Interconnector (FID nicht erteilt)

Die BACI hat keinen direkten Einfluss auf die LFP 2013. Die Bedeutung der BACI wird voraussichtlich durch den Wegfall der Nabucco Leitung sinken.

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“, PENTA West und TGL nach Italien transportiert werden. Bei der Errichtung in Kombination mit der TGL würden sich massive Änderungen der Gasströme im Raum Oberkappel ergeben, die möglicherweise auch ganz neue Drucksituationen bewirken würden. Da für dieses Projekt und die TGL derzeit keine FIDs vorliegen, kann die Auswirkung derzeit nicht abgeschätzt werden.

Monaco Leitung: Burghausen – Amerdingen (FID nicht erteilt)

Die Monaco Leitung hat keine direkte Auswirkung auf das Verteilernetz in Österreich. Es könnten sich aber wesentliche Potenziale für die Speichernutzung von 7 Fields und Haidach ergeben.

Gasaufbringung

Der TYNDP geht weiterhin von einem Rückgang der Eigenproduktion aus. Der höchste Importanteil in Jahr 2022 wird weiterhin aus Russland (31%) kommen, gefolgt von LNG Quellen (23%). Norwegen und Libyen werden weiterhin eine bedeutende Rolle in der Gasaufbringung haben. Quellen aus Azerbaijan werden ab 2017 mitkalkuliert.

Werden die leitungsgebundenen Bezugsquellen betrachtet, so liegt das Haupteinspeisepotential im Osten der EU. Laut TYNDP stellt Russland hier mit Abstand das größte zusätzliche Potential dar.

Gasabsatz

Im TYNDP werden mehrere Absatzprognosen aus unterschiedlichen Quellen mit unterschiedlichen Basisannahmen dargestellt (vgl. TYNDP 2013-2023, S. 50ff).

Die Veränderung des Jahresverbrauches von 2011 bis 2020 weist je nach Quelle und Szenario eine Streuung von stark fallend bis steigend auf.

Der TYNDP geht von einer weiteren starken Absatzsteigerung bei den Gaskraftwerken aus. Beachtenswert ist der ermittelte load factor von ca. 40%. Dies entspricht ca. 3.500 Volllaststunden der Kraftwerke.

Die Absatzprognose der AGGM, die für die Großverbraucher, auf Basis real eingebrachter Absatzprojekte basiert, sieht hier eine wesentlich stärkere Steigerung vor (vgl. Kapitel 2.1.1). Ohne diese konkreten Kraftwerksprojekte, die im Verhältnis zum aktuellen Gesamtabsatz in Österreich eine signifikante Größe darstellen, liegt die prognostizierte Absatzänderung der AGGM innerhalb der Streubreite der genannten Szenarien.

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

Der GRIP CEE 2012-2021 wurde am 7. März 2012 in Prag vorgestellt und ebenfalls bei der Erstellung der Langfristigen Planung 2013 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.

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).

2.6.3 Netzentwicklungsplan Gas Deutschland

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 teil, um allfällige Auswirkungen von Projekten im deutschen Fernleitungsnetz auf das österreichische Verteilernetz rechtzeitig zu erkennen und die österreichischen Interessen einzubringen.

3 Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite

3.1 Zuordnung der Kapazitätserweiterungsanträge zu eingereichten Projekten

Im folgenden Kapitel werden die eingebrachten aktuellen Kapazitätserweiterungsanträge in Beziehung zu den eingereichten Projekten der Langfristigen Planung 2013 gestellt, um die Konsequenzen der Entscheidung über die Ausbaumaßnahme transparent darzustellen.

Mit Hilfe der „laufenden Nummer“ (erste Spalte der Tabelle 5 und Tabelle 6) kann die Verbindung bzw. die wechselseitige Bedingtheit zwischen den Kapazitätserweiterungsanträgen und den Ausbaumaßnahmen hergestellt werden.

In der Tabelle 7 wird den geplanten Projekten der zu deckende Bedarf in Form von Anträgen auf Kapazitätserweiterung gegenübergestellt. Darüber hinaus gibt es, in dieser Aufstellung aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellte, aggregierte Prognosen der Verteilernetzunternehmen über erwartete Absatzsteigerungen, die in den Netzsimulationen jedoch jeweils berücksichtigt sind.

Einem Kapazitätserweiterungsantrag kann nur dann stattgegeben werden, wenn die entsprechenden Ausbaumaßnahmen genehmigt wurden. Selbst wenn noch nicht alle Kapazitätserweiterungsanträge, für die das Ausbauprojekt entwickelt wurde, in einem Kapazitätserweiterungsvertrag verbindlich gemacht wurden, soll eine Ausbaumaßnahme bereits umgesetzt werden können. Deshalb wurden bei den Projekten Ausbauschwellen eingeführt. Wenn durch den verbindlichen Abschluss von Kapazitätserweiterungsverträgen die Ausbauschwelle erreicht wurde, soll die AGGM die Berechtigung haben, die mit den ausbauenden Netzbetreibern abgeschlossenen Netzausbauverträge verbindlich zu erklären und damit den Baubeginn auszulösen.

Die Ausbauschwellen werden so gewählt, dass nach dem Abschluss der Kapazitätserweiterungsverträge mit den wesentlichen Absatzprojekten die Ausbaumaßnahmen gestartet werden können.

In Tabelle 7 sind die Leitungsprojekte der LFP 2013 in konkrete Projekte gegliedert dargestellt, wobei in der letzten Spalte angegeben ist, ob bereits ein Netzausbauvertrag (NAV) abgeschlossen wurde.

Für die Leitungssegmente, für die bereits ein Netzausbauvertrag abgeschlossen wurde, wurde der in diesem Vertrag festgelegte Fertigstellungstermin in der Spalte Fertigstellungstermin angegeben.

Tabelle 5: Kapazitätserweiterungsanträge

laufende Nummer	eingelangt am	Ein-/Ausspeisepunkt PLZ - Ort	Richtung	Transport ab (Wunsch Kunde)	Transport bis (Wunsch Kunde)	Saison	Kapazität		Kapazitäts- produkt	voraus- sichtlicher Transport- beginn	KEA Status
							kWh/h	Nm³/h			
07/0003	08.02.2007	9020 - Klagenfurt	Exit	30.09.2014	01.01.4000		839.250	75.000	firm	31.12.2018	PJ
07/0027_1	23.03.2007	3435 - Zwentendorf	Exit	01.08.2008	01.01.4000		1.230.900	110.000	firm	31.12.2018	VJ
07/0027_2	23.03.2007	3435 - Zwentendorf	Exit	01.01.2018	01.01.4000		1.007.100	90.000	firm	01.01.2014	VJ
07/0028	23.03.2007	3494 - Theiß	Exit	01.08.2008	01.01.4000		503.550	45.000	firm	01.01.2014	VJ
07/0031	23.03.2007	2100 - Korneuburg	Exit	01.08.2008	01.01.4000		167.850	15.000	firm	01.01.2014	VJ
08/0002	01.02.2008	SP Puchkirchen	Exit	01.04.2013	-		1.119.000	100.000	SK	01.01.2014	PJ
08/0013	08.04.2008	5120 - Riedersbach	Exit	01.07.2012	31.07.2050		839.250	75.000	firm	01.01.2014	PJ
10/0001	19.01.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2011	-		341.530	30.521	SK	01.01.2014	VJ
10/0002	19.01.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2014	-		160.722	14.363	SK	01.01.2014	VJ
10/0003	19.01.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2017	-		100.453	8.977	SK	01.01.2014	VJ
10/0004	19.01.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2011	-		225.982	20.195	SK	01.01.2014	VJ
10/0005	19.01.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2014	-		108.442	9.691	SK	01.01.2014	VJ
10/0006	19.01.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2017	-		67.901	6.068	SK	01.01.2014	VJ
10/0007	15.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2011	-		140.994	12.600	SK	01.01.2014	VJ
10/0008	15.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2014	-		60.426	5.400	SK	01.01.2014	VJ
10/0009	15.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2017	-		40.284	3.600	SK	01.01.2014	VJ
10/0010	15.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2011	-		90.639	8.100	SK	01.01.2014	VJ
10/0011	15.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2014	-		43.641	3.900	SK	01.01.2014	VJ
10/0012	15.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2017	-		27.975	2.500	SK	01.01.2014	VJ
10/0013	17.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2011	-		140.994	12.600	SK	01.01.2014	VJ
10/0014	17.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2014	-		60.426	5.400	SK	01.01.2014	VJ
10/0015	17.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Entry	01.04.2017	-		40.284	3.600	SK	01.01.2014	VJ
10/0016	17.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2011	-		90.639	8.100	SK	01.01.2014	VJ
10/0017	17.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2014	-		43.641	3.900	SK	01.01.2014	VJ
10/0018	17.02.2010	SP 7 Fields / Zagling	Exit	01.04.2017	-		27.975	2.500	SK	01.01.2014	VJ
10/0019	28.04.2010	5020 - Salzburg	Exit	01.10.2010	01.01.4000		134.280	12.000	firm	01.01.2014	PJ
11/0007	15.04.2011	SP Haidach	Entry	01.01.2012	-		715.041	63.900	SK	01.08.2014	PJ
11/0008	15.04.2011	SP Haidach	Exit	01.01.2012	-		715.041	63.900	SK	01.08.2014	PJ
11/0009	31.05.2011	SP Haidach	Entry	01.01.2012	-		559.500	50.000	SK	01.08.2014	PJ
11/0010	31.05.2011	SP Haidach	Exit	01.01.2012	-		559.500	50.000	SK	01.08.2014	PJ
11/0011	29.11.2011	SP 7 Fields / Zagling	Entry	15.11.2011	-		1.119.000	100.000	SK	KEV+14 Monate	PJ
11/0012	29.11.2011	SP 7 Fields / Zagling	Exit	15.11.2011	-		671.400	60.000	SK	01.08.2014	PJ
12/0001	17.01.2012	SP Haidach	Entry	01.01.2014	-		1.734.450	155.000	SK	KEV+14 Monate	PJ
12/0002	28.03.2012	SP Haidach	Exit	01.01.2014	-		1.734.450	155.000	SK	nur UK	LJ

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

Tabelle 6: Netzausbaumaßnahmen

Projekte LFP13 (Auswahl)										
Netzbetreiber	GSG	KNG	Netz NO	OÖFNG	OÖFNG	OÖFNG	GCA	GCA	OÖFNG	OÖFNG
Projekt Nr.	2007/9	20007/10	2007/11	2008/1	2010/3	2011/5	2012/2	2012/3	2015/4	2012/5
Projekt	Bruck a.d. Mur (Laming) Grenze Stmk/Kärnten	Grenze Stmk/Kärnten - TAG Abzweigstation Ebenthal	Auerthal - Hart	Puchkirchen - Friedburg / Haidach	Zagling - Kühschinken	Friedburg/Haidach - Speicher Haidach	Reverseflow Auerthal	Reverseflow Baumgarten	Adaptierung Ebelsberg	Druckanhebung OÖFNG
Fertig bis	2018	2018	31.07.2013	31.12.2013	31.12.2013	31.12.2013	01.01.2016	01.01.2016	30.09.2014	.+14 Monata ab KEV
07/0003	x	x								
07/0027_1			x							
07/0027_2			x							
07/0028			x							
07/0031			x							
08/0002			x							
08/0013			x	x						
10/0001			x	x	x		o	o	x	
10/0002			x	x	x		o	o	x	
10/0003			x	x	x		o	o	x	
10/0004			x	x	x					
10/0005			x	x	x					
10/0006			x	x	x					
10/0007			x	x	x		o	o	x	
10/0008			x	x	x		o	o	x	
10/0009			x	x	x		o	o	x	
10/0010			x	x	x					
10/0011			x	x	x					
10/0012			x	x	x					
10/0013			x	x	x		o	o	x	
10/0014			x	x	x		o	o	x	
10/0015			x	x	x		o	o	x	
10/0016			x	x	x					
10/0017			x	x	x					
10/0018			x	x	x					
10/0019			x	x						
11/0007			x	x		x	o	o	x	
11/0008			x	x		x				
11/0009			x	x		x	o	o	x	
11/0010			x	x		x				
11/0011			x	x	x		o	o	x	x
11/0012			x	x	x					
12/0001			x	x		x	o	o	x	x
12/0002			x	x		x				

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

Tabelle 7: Leistung der Leitungsanlagen und zu deckender Bedarf

Netzbetreiber	Projekt Nr.	Projektbeschreibung	Designkapazität [Nm ³ /h]	Summe KE-Anträge [Nm ³ /h]	Ausbau Schwelle für das Segments [Nm ³ /h]	geplanter Ausbaubeginn	geplanter Fertigstellungs termin	Netzausbauvertrag abgeschlossen
GSG	2007/9	Leitung von Bruck an der Mur nach Grenze Steiermark / Kärnten	115.000	75.000	45.000	nach KEV Unterzeichnung		nein
KNG	20007/10	Leitung von Grenze Steiermark / Kärnten nach TAG Übergabestation	90.000	75.000	45.000	nach KEV Unterzeichnung		nein
Netz NÖ	2007/11	Leitung von Auerstahl nach Hart	780.000	912.961	260.000	01.04.2008	30.09.2012 dz. 22 Monate Verzögerung	ja
OÖF	2008/1	Leitung Puchkirchen - Friedburg/Haidach	405.100	552.961	65.000	08.09.2011	31.12.2013	ja
OÖFNG	2010/3	Leitung Zagling - Kúhschinken	200.000	197.061	50.000	01.10.2011	31.12.2013	ja
OÖFNG	2011/5	Leitung von Friedburg/Haidach nach Speicher Haidach	405.100	268.900	-	01.02.2013	31.12.2013	nicht erforderlich
GCA	2012/2	Reverseflow Auerstahl	Reverseflow	388.900	300.000	nach KEV Unterzeichnung		nein
GCA	2012/3	Reverseflow Baumgarten	Reverseflow	388.900	300.000	nach KEV Unterzeichnung		nein

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

3.2 Umsetzung der Feasibility Study 07

Im Rahmen der Feasibility Study 07 (Studienabschluss Mai 2007) wurde eine Neukonzeption des Fernleitungsnetzes (nunmehr Verteilernetz) für die Regelzone Ost (nunmehr Marktgebiet Ost) vorgenommen, mit dem Ziel, alle zu diesem Zeitpunkt feststellbaren Kapazitätsengpässe zu lösen.

Das Ergebnis war die Neuerrichtung einer Süd- und einer Westleitung, Ausbaumaßnahmen im PVS, und die Errichtung eines Kompressors in Baumgarten.

Seit der Erstellung der Feasibility Study 07 haben sich aufgrund geänderter Umstände Adaptierungen, Konkretisierungen und auch neue Anforderungen bezüglich der zu bewältigenden Absätze und der voraussichtlichen Einspeisungen ergeben.

Bereits in der Planung der neuen Netzkonfiguration wurde großer Wert auf einen flexiblen Einsatz der neuen Infrastruktur gelegt, um auch geänderten Anforderungen gerecht zu werden.

Die in der Feasibility Study 07 geplanten Leitungen, für die bereits Netzausbauverträge abgeschlossen wurden, werden den Anforderungen aus heutiger Sicht voll gerecht und sind daher weiter umzusetzen.

Die entsprechenden Projekte werden in Kapitel 4 gelistet und sollen weiter fortgeführt werden.

Alle weiteren zusätzlich erforderlichen Adaptionen des Leitungsnetzes zur Behebung der Kapazitätsengpässe werden folgend beschrieben.

3.3 Versorgung Burgenland

Von Seiten der Burgenland Netz GmbH wurde in der LFP 2008 an der Netz Niederösterreich GmbH / Burgenland Netz 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. In der heurigen Langfristigen Planung (LFP 2013) wurde der Mehrbedarf in der Absatzprognose mit 2.500 Nm³/h bis zum Jahr 2023 angegeben. Derzeit liegen noch keine konkreten Anträge auf Kapazitätserweiterung vor.

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 dato keine massiven Absatzsteigerungen verzeichnet werden konnten, wird das Projekt 2008/4 zurückgezogen. Der Aufwand für dieses Projekt war verhältnismäßig gering, da seitens Netz Niederösterreich GmbH zwar Trassenstudien durchgeführt wurden, jedoch keine Grundstücksoptionen eingekauft wurden.

Dennoch ist die Drucksituation bei sehr hohen Absatzmengen wie im Februar 2012 an der Übergabestation Wilfleinsdorf kritisch.

Zwischen Netz Niederösterreich GmbH, Burgenland Netz GmbH und AGGM wurde vereinbart, dass im Herbst 2013 für diesen Engpassbereich, aufbauend auf den Vorarbeiten der Netz Niederösterreich GmbH, eine Lösung durch stufenweise Ausbaumaßnahmen erarbeitet wird. In dem Projekt werden die zu erwartenden Absatzsteigerungen neu definiert, es werden die Erfahrungen aus der Steuerung der neuen Südleitung mit einfließen und es wird der Erneuerungsbedarf einzelner Leitungssegmente berücksichtigt.

Die Ergebnisse werden in die Langfristige Planung 2014 einfließen.

3.4 Versorgung Kärnten

Durch die Erhöhung der Exit-Kapazität von ca. 47.000 Nm³/h an den Kärntner Abzweigpunkten konnte der Kapazitätsengpass in Kärnten für das Haushalts- und Gewerbesegment gelöst werden.

Trotz negativen Bescheids des Umweltsenats hält der Projektbetreiber des Kraftwerkes Klagenfurt den Kapazitätserweiterungsantrag aufrecht. Zur Deckung dieses Kapazitätsbedarfs (75.000 Nm³/h) werden die Projekte 2007/9 „Leitungssegment Bruck/Mur (Laming) – Landesgrenze ST/K“ und 2007/10 „Leitungssegment Landesgrenze ST/K – TAG Übergabestation Ebenthal“ in der LFP 2013 fortgeführt. Da bis dato keine Kapazitätserweiterungsverträge vorliegen, muss der früheste Fertigstellungstermin auf 2018 verschoben werden.

Aus derzeitiger Sicht ist die Realisierung des Kraftwerksprojektes ungewiss. Jedenfalls muss mit einer empfindlichen Verzögerung gerechnet werden. Aus diesem Grund wird das Projekt 2008/2 „Planung und Bauvorbereitungen der Leitungssegmente: Bruck a.d. Mur (Laming) - St. Michael - Grenze Steiermark/Kärnten und Grenze Steiermark/Kärnten TAG Abzweigstation Ebenthal“ zurückgezogen. Die Ergebnisse aus den begonnenen Studien sollen für spätere Bedarfe dokumentiert werden. Das Projekt ist zu beenden und abzurechnen.

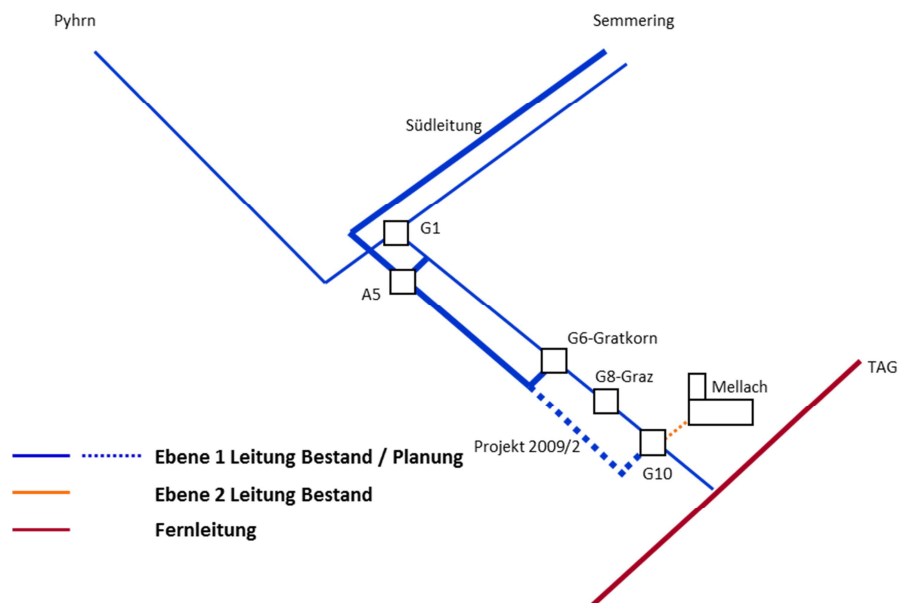
Das Projekt 2012/6 „Adaptierung Station Ebenthal“ wird in der LFP 2013 fortgeführt. Die Kapazitätserhöhung in der TAG Übergabestation Ebenthal ist erforderlich um das Fernheizkraftwerk in Klagenfurt gesichert versorgen zu können.

3.5 Versorgung KW Graz und KW Werndorf

Zur Versorgung des KW Mellach und eines weiteren Kraftwerkes im Raum Graz ist die derzeit geplante Leitung bis Gratkorn in der Dimension DN 800 unter der Voraussetzung, dass eine entsprechende TAG Kapazität in Weitendorf zur Verfügung steht, ausreichend. Treten weitere nennenswerte Absatzsteigerungen auf, so muss die Leitung von Gratkorn bis zur derzeitigen Station G10 verlängert werden. Es wurde daher das Projekt 2009/2 „Leitungssegment Gratkorn – Werndorf“ beantragt.

Da sowohl der Kapazitätserweiterungsantrag für das KW Graz (75.000 Nm³/h) als auch der Kapazitätserweiterungsantrag für das KW Werndorf (90.000 Nm³/h) in der LFP 2013 zurückgezogen wurden, besteht derzeit kein Kapazitätsbedarf, der nicht durch die bestehende Infrastruktur abgedeckt werden kann. Aus diesem Grund wird das Projekt 2009/2 zurückgezogen.

Abbildung 1: Leitungsschema Projekt 2009/2



Quelle: AGGM/NK-K / 2012

3.6 Speicher Puchkirchen - Filterseparator

Die derzeit vorhandenen Filterseparatoren der Übergabemessstation Puchkirchen entsprechen nicht mehr den tatsächlichen Lastflussverhältnissen und sind daher durch entsprechend spezifizierte Separatoren zu ersetzen.

Die Übergabemessstation ist Teil des bestehenden Verteilernetzes. Ein Projekt, das eine Adaptierung der Station vorsieht, ist somit in die Langfristigen Planung aufzunehmen.

Es wird daher das Projekt 2012/1 „Kapazitätserhöhung Filterseparator Speicher Puchkirchen“ fortgeführt, um die Kapazität der Filterseparatoren der Übergabemessung des Speichers Puchkirchen (MS 221) an die technische Ausspeicherkapazität des Speichers anzupassen und eine sichere Betriebsweise gewährleisten zu können.

Die Überlastung der derzeit installierten Separatoren führt einerseits zu erhöhtem Druckverlust und andererseits wird der Abscheidegrad betreffend der Staub- und Flüssigkeitspartikel durch den Hersteller der Separatoren nicht mehr zugesichert. Eine hieraus resultierende zusätzliche Belastung des Leitungssystems, aller betreffenden Mess-, Regel- und Kundeneinrichtungen wäre die Folge.

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung und wird bis November 2013 abgeschlossen.

3.7 Kapazitätssituation der Speicher in Oberösterreich

Entry-Kapazitäten

Im Kapazitätsausweis 2013 für das Verteilergesamt Ost wurde ein Entry Potential von in Summe 690.000 Nm³/h Standardkapazität für die Speicher in Oberösterreich ausgewiesen. Im Rahmen der Jahresbestellung wurden von den Speichern in Oberösterreich ca. 700.000 Nm³/h Standardkapazität angefragt. Die nicht erfüllbaren 10.000 Nm³/h wurden auf unterbrechbarer Basis bereitgestellt.

Nach Fertigstellung der Projekte 2007/11 „Leitungssegment Auerstahl – Hart“ (West 4 Leitung), 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach“ (HDL 100), 2010/3 „Leitungssegment Zagling – Kühschinken“ (HDL 76) und 2011/5 „Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach“ (HDL 100V) kann in Summe eine Entry Standardkapazität von 984.000 Nm³/h ausgewiesen werden. Um alle Kapazitätserweiterungsanträge zusagen zu können, muss das Projekt 2012/5 „Druckanhebung Oberösterreich“ umgesetzt werden.

Das Projekt 2012/4 „Adaptierung Ebelsberg“ dient zur Druckabsicherung des Linzer Ringes und wird voraussichtlich bis Ende September 2014 fertiggestellt. Die Kapazitätserweiterungsanträge, welche auf Basis der Fertigstellung der Projekte West 4 Leitung, HDL 100, HDL 76 und HDL 100V zugesagt werden, können auch bei noch nicht umgesetztem Projekt 2012/5 „Adaptierung Ebelsberg“ zugesagt werden.

Die Projekte 2012/2 „Reverseflow Auerthal“ und 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ erhöhen den festen Anteil der Standardkapazität vor allem im Bereich von geringen Absätzen im Verteilerggebiet. Wird die Ausbauschwelle von diesen Projekten erreicht (Abschluss von Kapazitätserweiterungsverträgen oder Einreichung der Netzzugangsanträge), so werden diese Projekte umgesetzt.

Tabelle 8: Entry-Kapazitäten für die Speicher in Oberösterreich und erforderliche Projekte

Kapazitätserweiterungsanträge					Projekte								Kapazitätsberechnung			
Antragsteller	Ein-/Ausspeisepunkt	Richtung	Kapazitäts- erhöhung	Kapazitäts- produkt	West 4	HDL 100	HDL 76	HDL 100V	Rev.AU/BM	Station Ebelsberg	Druckanhebung Oberösterreich	Status Quo	West 4 HDL 100 HDL 76 HDL 100V Station Ebelsberg	West 4 HDL 100 HDL 76 HDL 100V Station Ebelsberg Druckanhebung OÖFNG		
					2007/11	2008/1	2010/3	2011/5	2012/2 2012/3	2012/6	2012/5					
			Nm ³ /h		01.08.1014	01.01.2014	01.01.2014	01.01.2014	01.01.2016	01.10.2014	+14 Monate ab KEV	01.01.2013	01.10.2014	+14 Monate ab KEV		
				SK								Nm ³ /h	Nm ³ /h	Nm ³ /h		
Status Quo 31.12.2012			Entry	SK									690.000	690.000	690.000	
SP EGS	7 Fields	Entry	97.061	SK	x	x	x		o	x			97.061	97.061		
SP Astora	Haidach	Entry	63.900	SK	x	x		x	o	x			63.900	63.900		
SP Astora	Haidach	Entry	50.000	SK	x	x		x	o	x			50.000	50.000		
SP EGS	7 Fields	Entry	100.000	SK	x	x	x		o	x	x		83.039	100.000		
SP GAZPROM	Haidach	Entry	155.000	SK	x	x		x	o	x	x			153.039		
KEA Entry			465.961									690.000	984.000	1.154.000		
					x	erforderliches Projekt										
					o	verbessert die Qualität der Standardkapazität										

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

Exit-Kapazitäten

Im Kapazitätsausweis 2013 für das Verteilerggebiet Ost wurde ein Exit Potential von in Summe 470.000 Nm³/h Standardkapazität für die Speicher in Oberösterreich ausgewiesen. Im Rahmen der Jahresbestellung wurden an die oberösterreichischen Speicher 470.000 Nm³/h Standardkapazität und weitere ca. 215.000 Nm³/h unterbrechbare Kapazität vergeben. Darüber hinaus liegen Kapazitätserweiterungsanträge für 493.854 Nm³/h Standardkapazität vor. Der Kapazitätserweiterungsantrag der RAG ES dient dazu, die zugewiesene unterbrechbare Kapazität (die derzeit auch genutzt wird) auf Standardkapazität aufzuwerten. D.h. zur derzeit tatsächlich genutzten Kapazität kommt ein weiterer nomineller Kapazitätsbedarf in der Höhe von 393.854 Nm³/h Standardkapazität für die Speicher 7 Fields und Haidach hinzu.

Nach Fertigstellung der derzeit in Umsetzung befindlichen Infrastrukturprojekte (West 4 Leitung, HDL 100, HDL 76, HDL 100V) kann eine Standardkapazität von 792.000 Nm³/h ausgewiesen werden (siehe Tabelle 9). Diese Kapazität reicht nicht aus, um alle Anträge auf Kapazitätserweiterung zuzusagen. Bei

Betrachtung der tatsächlichen Einspeicherströme zeigt sich jedoch ein anderes Bild. Im Rahmen des Projektes Pre-Feasibility-Study „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“ wurde das Exit Potential für die oberösterreichischen Speicher für das Jahr 2015, unter der Annahme ermittelt, dass die Projekte West 4 Leitung, HDL 100, HDL 76 und HDL 100V umgesetzt sind. Das Exit Potential wurde den tatsächlichen Einspeicherströmen aus dem Gasjahr 2012 (Diagramm 3) und 2011 (Diagramm 4) gegenübergestellt. In Diagramm 3, Gasjahr 2012, ist ersichtlich, dass zu den tatsächlichen Einspeicherströmen im GY 2012 noch weitere ca. 360.000 Nm³/h gesichert (Abstand zwischen Punktwolke und „worst case“ Kurve) und weitere ca. 120.000 Nm³/h unterbrechbar transportiert werden können. Dies wäre ausreichend, um alle angefragten Kapazitäten beinahe gleichzeitig transportieren zu können.

Im Gasjahr 2011 (Diagramm 4) wurde aufgrund des damals äußerst günstigen Gaspreises in Deutschland sehr viel Gas offensichtlich auf Basis von Handelsgeschäften (obere Punktwolke) eingespeichert. Das zusätzliche tatsächlich mögliche Exit Potential würde somit geringer ausfallen. Nimmt man eine mögliche Einschränkung (Bereich zwischen „best case“ und „worst case“ Kurve) von ca. 100 Stunden in Kauf, so können zumindest 240.000 Nm³/h auf gesicherter Basis zusätzlich eingespeichert werden.

Bei Fertigstellung der Projekte West 4 Leitung, HDL 100, HDL 76, HDL 100V kann nur maximal die ausgewiesene Standardkapazität vergeben werden, wenngleich unter realen Bedingungen (nicht alle Speicherunternehmen benötigen ihre Kapazität gleichzeitig) höhere Kapazitätsbedarfe gedeckt werden können.

Wie in Tabelle 9 (letzte Spalte) ersichtlich, können Kapazitätserweiterungsanträge in der Höhe von ca. 170.000 Nm³/h Standardkapazität nicht zugesagt werden. Um auch diese Anträge formal zusagen zu können, müsste eine Verdichterstation im Raum Kronstorf errichtet werden, die jedoch nur zur absoluten Spitzenabdeckung eingesetzt werden würde.

Seitens AGGM wird empfohlen, einstweilen unterbrechbare Kapazität zu vergeben, und den tatsächlichen Einspeicherbedarf über einen Zeitraum von 2 Einspeicherperioden zu überwachen. Anschließend soll eine Neubewertung über eventuell zusätzlich erforderliche Infrastrukturprojekte durchgeführt werden.

Die Zuordnung von unterbrechbarer Kapazität ist vertretbar, da der Speicher 7 Fields sowohl an das österreichische als auch an das deutsche Fernleitungsnetz und der Speicher Haidach an das deutsche Fernleitungsnetz angebunden sind.

Aus diesen Gründen wird von der Einreichung eines Projektes zur Errichtung eines Verdichters im Raum Kronstorf abgesehen.

Im Rahmen des Projektes 2010/4 „Planungsvorbereitung für erforderliche Infrastrukturausbauten im Netz der OÖFNG“ wurden Überlegungen zu weiteren Infrastrukturausbauten, insbesondere zum Verdichter im Raum Kronstorf, durchgeführt. Aus Sicht der AGGM ist aus den oben angeführten Gründen ein

weiterer Infrastrukturausbau derzeit nicht zweckmäßig, deshalb wurden zu den angedachten Infrastrukturprojekten keine Detailstudien durchgeführt. Das Projekt 2010/4 ist daher abzuschließen.

Tabelle 9: Exit-Kapazitäten für die Speicher in Oberösterreich und erforderliche Projekte

Kapazitätserweiterungsanträge					Projekte					Kapazitätsberechnung	
Antragsteller	Ein-/Ausspeise punkt	Richtung	Kapazitäts erhöhung	Kapazitäts produkt	West 4	HDL 100	HDL 76	HDL 100V	CS Kronstorf	Status Quo	West 4 HDL 100 HDL 76 HDL 100V
					2007/11	2008/1	2010/3	2011/5			
					01.08.2014	01.01.2014	01.01.2014	01.01.2014	ca. 2017	01.01.2013	01.08.2014
			Nm³/h							Nm³/h	Nm³/h
Status Quo 31.12.2012										470.000	470.000
SP RAG ES	Puchkirche	Exit	100.000	SK	x						100.000
SP EGS	7 Fields	Exit	64.954	SK	x	x	x				64.954
SP Astora	Haidach	Exit	63.900	SK	x	x		x			63.900
SP Astora	Haidach	Exit	50.000	SK	x	x		x			50.000
SP EGS	7 Fields	Exit	60.000	SK	x	x	x		x		43.146
SP GAZPROM	Haidach	Exit	155.000	SK	x	x		x	x		
KEA Exit			493.854							470.000	792.000

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

3.8 Anbindung des Speichers 7 Fields

Um die Ein- und Ausspeicherströme darstellen zu können, ist es erforderlich die Leitung HDL 100, Projekt 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach“ zu errichten. Von der Schieberstation Kühschinken führt eine ca. 4,5 km lange Leitung, Projekt 2010/3 „Leitungssegment Zaglin – Kühschinken“ zum Speicher 7 Fields, welche vor der Speicheranlage Zagling endet (siehe Abbildung 2). Die Übergabestelle zwischen der Netzebene 1 und dem Speicher 7 Fields befindet sich, Richtung Speicher betrachtet, direkt hinter der Absperrarmatur der Leitung (Projekt 2010/3) in Zagling.

Die Realisierung der Anbindung des Speichers 7 Fields ist mit 1.1.2014 geplant.

3.9 Anbindung des Speichers Haidach

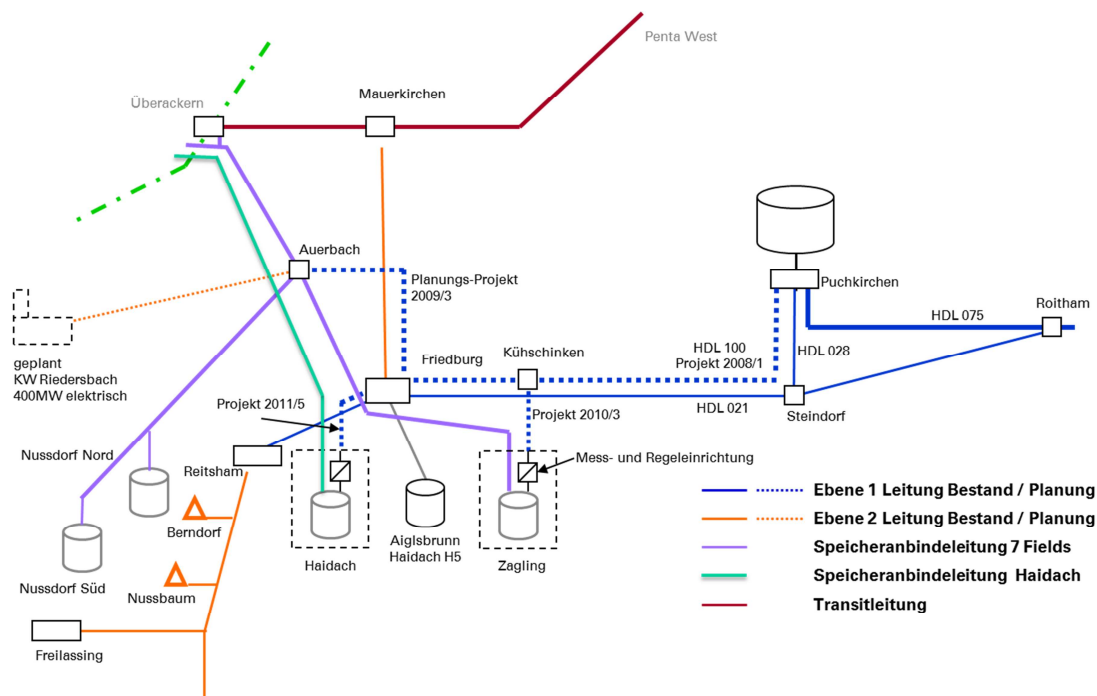
Zwischen 15.4.2011 und 28.3.2012 wurden Kapazitätserweiterungsanträge für die Ein- bzw. Ausspeicherung in bzw. aus dem Speicher Haidach eingebracht.

In der LFP 2011 wurde das Projekt 2011/5 „Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach“ eingereicht, um den Speicher Haidach an das Verteilernetz anbinden zu können (siehe auch Abbildung 2). Das Leitungssegment stellt eine Verlängerung der Leitung HDL 100, Projekt 2008/1 „Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg/Haidach“, dar.

Im Bescheid der ECA über die Genehmigung der Langfristigen Planung 2012 vom 11. Jänner 2013 hat die ECA das Projekt unter der Maßgabe genehmigt, dass die Ausbauschwelle entfällt.

Grund dafür waren Kostenvorteile bei der gleichzeitigen Errichtung des Projektes 2008/1 und 2011/5 und der drohende Ablauf von bereits eingeholten anlagenrechtlichen Genehmigungen. Laut Angaben des Verteilernetzbetreibers hätte eine Neubeantragung der anlagenrechtlichen Genehmigung eine Zeitverzögerung von zumindest 2 Jahren verursacht.

Abbildung 2: Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach



Quelle: AGGM/NK-K / 2013

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

Ziel bei der Erstellung des Kapazitätsausweises ist es an den Produktions- und Speicher Entry Punkten eine möglichst hohe Standardkapazität mit einem möglichst hohen festen Anteil auszuweisen. Die auszuweisende Standardkapazität ist jedoch beschränkt, da es nur in der Station Baumgarten und nur in beschränktem Umfang physikalische Möglichkeiten gibt, Gas aus dem Verteilergebiet in die Fernleitungsebene zu transportieren.

Um einen möglichst hohen festen Anteil an der Standardkapazität ausweisen zu können, wurden in der LFP 2012 zwei Projekte eingereicht. Projekt 2012/2 „Reverseflow Auersthal“ sieht die bidirektionale Einrichtung der West 4 Messung in Auersthal vor. Das Projekt 2012/3 „Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten“ sieht eine Erhöhung der Exit-Kapazität in Baumgarten vor. Durch die Umsetzung beider Maßnahmen wird die Kapazität für den physischen Gasfluss vom Verteilergebiet in die Fernleitungsebene erhöht.

Die ursprünglich angedachte Lösungsvariante für das Projekt 2012/3 kann nicht umgesetzt werden, es wurde jedoch eine Alternativvariante entwickelt. Das Projekt 2012/3 wird in der LFP 2013 entsprechend angepasst.

Das Projekt 2012/2 „Reverseflow Auersthal“ wurde hinsichtlich des Fertigstellungszeitpunktes und der Investitionskosten abgeändert. Die Investitionskosten haben sich von [REDACTED] [BGG] Projekt-Version 2.0 (LFP 2012 V3.0) auf [REDACTED] [BGG] Projekt-Version 3.0 (LFP 2013 V1.0) erhöht. In der Projektkonzeption Projekt-Version 2.0 wurde aufgrund der schwierigen örtlichen Bedingungen (zahlreiche unterirdische Einbauten) eine teilweise oberirdische Verlegung der Rohre vorgesehen. Die oberirdische Verlegung musste jedoch aufgrund von aktuellen Schallproblematiken ausgeschlossen werden. Die neue Projektkonzeption Projekt-Version 3.0 sieht eine großräumige Umlegung vor. Die höheren Investitionskosten ergeben sich aufgrund der höheren Rohrlänge und den Mehraufwendungen der unterirdischen Verlegearbeiten. Der Fertigstellungstermin wurde nach hinten verlegt, da bis dato die erforderlichen Kapazitätserweiterungsverträge nicht abgeschlossen wurden. Der jetzt eingereichte Fertigstellungstermin ist unter Berücksichtigung der Umsetzungszeit aus heutiger Sicht kalkuliert.

3.11 Ergebnisse aus der Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“

Durch die Marktmodelländerung des GWG 2011 wurden die Kapazitätsverträge für die Kapazitäten in der WAG für das Verteilergbiet von Punkt-zu-Punkt Verträgen in Entry-Exit Verträge übergeführt. Dadurch ist es zu einer Umwandlung der Punkt-zu-Punkt gesicherten Kapazitäten für das Verteilergbiet in Dynamisch Zuordenbare Kapazität gekommen. Die gesicherte WAG Exit-Kapazität hat sich in Oberösterreich von ca. 490.000 Nm³/h auf 74.000 Nm³/h verringert, wobei die faktische Ausspeisemöglichkeit ins Verteilernetz sehr stark von hydraulischen Randbedingungen (Druck in der WAG, insbesondere in Rainbach und Bad Leonfelden) limitiert ist.

Diese Tatsache hat AGGM und BOG veranlasst, diese Pre Feasibility Study durchzuführen, um Maßnahmen für die langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich aus der WAG zu evaluieren.

Kennzeichnend für diese Studie war, dass eine integrierte technische, hydraulische und ökonomische Betrachtung der möglichen Lösungen zwischen der Verteilernetzebene und der Fernleitungsnetzebene durchgeführt wurde. Das Betrachtungsgebiet umfasste quantitativ das gesamte Marktgebiet Ost mit Ausnahme der TAG, das Planungsgebiet beschränkte sich auf die Verteilernetze in Ober- und Niederösterreich sowie die WAG. Es wurden qualitativ jedoch nicht nur die österreichischen Netze isoliert betrachtet, sehr wohl wurden Projekte, welche potentiell Einfluss auf den österreichischen Gasmarkt haben (z.B. Monaco-Pipeline, Ausbau Haidach, 7Fields), berücksichtigt. Diesbezüglich sind Erkenntnisse aus TYNDP, CEE GRIP sowie des deutschen nationalen Netzentwicklungsplans in die Studie eingeflossen.

Der Planungsnullfall wurde mit dem Infrastrukturausbau zum Stand August 2014 festgelegt. Zu diesem Zeitpunkt sind bereits die großen Infrastrukturprojekte im Verteilergbiet (West 4, Leitungsausbau im Netz der OÖFNG inkl. Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach, Umbau der Station Ebelsberg, etc.) fertiggestellt.

Für die Analyse wurden jeweils vier WAG Szenarien (WAG SZ) und vier Verteilergbietsszenarien (VG SZ) definiert, die jeweils miteinander kombiniert wurden.

Planungsnullfallergebnisse:

In nachfolgender Tabelle 10 sind die Ergebnisse des Planungsnullfalles (es werden keine zusätzlichen Maßnahmen umgesetzt) dargestellt:

Tabelle 10: Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Szenarioübersicht

			WAG Szenario			
			WAG SZ 1	WAG SZ 2	WAG SZ 3	WAG SZ 4
			max. Ost-West	max West-Ost	Gas aus BM u. OK	best Case
VG Szenarien	VG SZ 1	Versorgung 2015	ok	ok	ok	ok
	VG SZ 2	Versorgung 2023	ok	ok	ok	ok
	VG SZ 3	EXIT Potential OÖ Speicher [kNm ³ /h]	677	717	672	790
	VG SZ 4	Notfall Versorgung 2015 WAG Entnahme [kNm ³ /h]	nein WAG 74	nein WAG 0	fast WAG 213	ja WAG 280

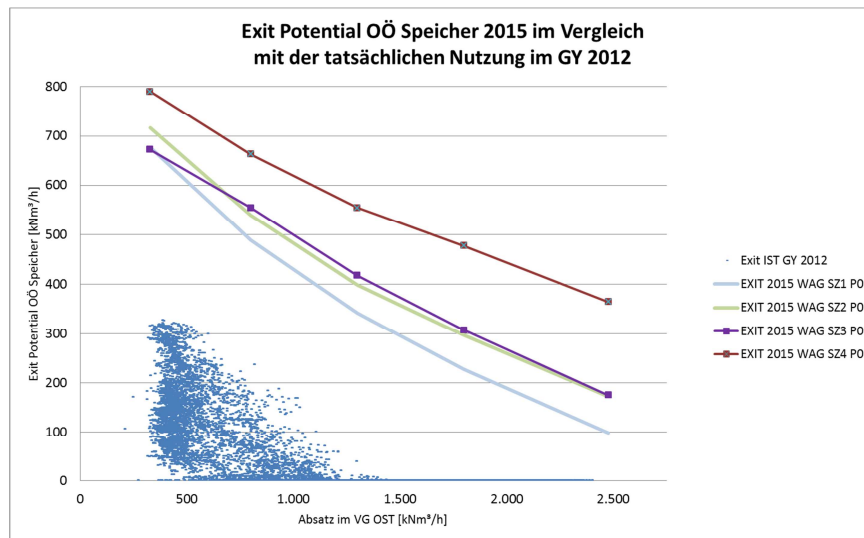
- WAG SZ 1: maximaler Gasfluss in der WAG von Baumgarten nach Oberkappel
- WAG SZ 2: maximaler Gasfluss in der WAG von Oberkappel nach Baumgarten
- WAG SZ 3: keine Transitgasströme in der WAG
- WAG SZ 4: Gasfluss in der WAG, der die optimalen Bedingungen für des VG bietet
- VG SZ 1: maximaler Winterabsatz im Jahr 2015
- VG SZ 2: maximaler Winterabsatz im Jahr 2023
- VG SZ 3: Sommerszenario, maximale Einspeicherung in OÖ Speicher
- VG SZ 4: Notfallszenario, Winter 2015, Linz muss nur über WAG versorgt werden.

Quelle: AGGM/BOG 2013

Ergebnis VG SZ 1+2: Die Endkundenversorgung ist, unabhängig vom hydraulischen Zustand auf der WAG, jederzeit innerhalb des Planungshorizonts sichergestellt. Es sind keine weiteren Infrastrukturmaßnahmen erforderlich.

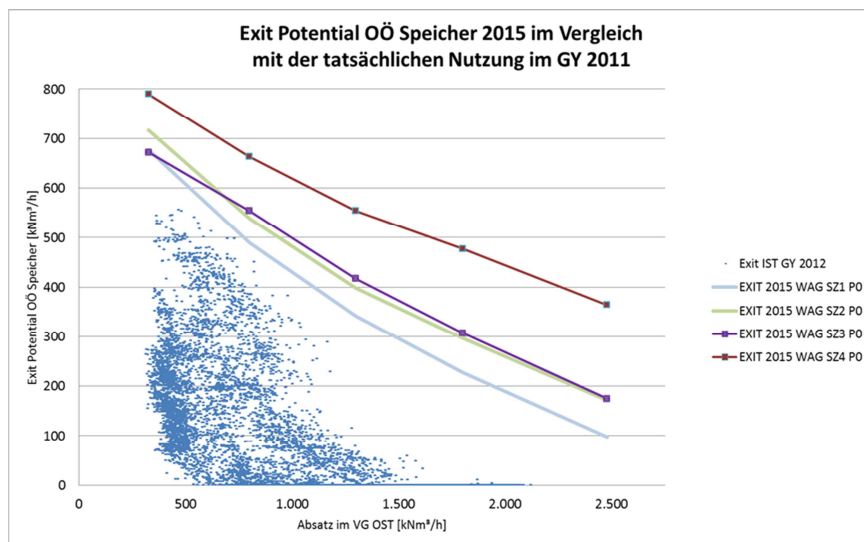
Ergebnis VG SZ 3: Die Einspeicherung in die oberösterreichischen Speicher kann auf hohem Niveau zur Verfügung gestellt werden. In Tabelle 10 sind die auszuweisenden Standardkapazitäten für den Exit oberösterreichische Speicher je WAG SZ aufgelistet. In den folgenden Diagrammen sind die Standardkapazitätskurven dargestellt.

Diagramm 3: Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Exit Potential OÖ Speicher 2015 im Vergleich mit der tatsächlichen Nutzung im Gasjahr 2012



Quelle: AGGM/BOG 2013

Diagramm 4: Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Exit Potential OÖ Speicher 2015 im Vergleich mit der tatsächlichen Nutzung im Gasjahr 2011



Quelle: AGGM/BOG 2013

Das Exit Potential für die oberösterreichischen Speicher ist abhängig vom Absatz im Verteilergesamt und von den hydraulischen Verhältnissen in der WAG, wobei das WAG SZ 1 den „worst case“ und das WAG SZ 4 den „best case“ abbildet. Zusätzlich sind in den Diagrammen die tatsächlichen Einspeicher Nutzungen in den Gasjahren 2012 (Diagramm 3) und 2011 (Diagramm 4) dargestellt. Aus diesen Diagrammen lassen sich die tatsächlich möglichen zusätzlichen Einspeichermengen ableiten (Interpretation siehe Kapitel 3.7).

In der Pre Feasibility Study wurden Maßnahmen entwickelt, wie die Standardkapazitätskurven der WAG SZ 1 bis 3 auf das Niveau des WAG SZ 4 gehoben werden kann. Da jedoch derzeit nicht abgeschätzt werden kann, wie das tatsächliche Ein-/Auspeicherverhalten der Speicher 7 Fields und Haidach erfolgt, wurde als Ergebnis festgehalten, dass im Jahr 2016 eine Überprüfung der Situation erfolgt und gegebenenfalls dann zusätzliche Maßnahmen getroffen werden.

Aus heutiger Sicht ist es nicht erforderlich, zusätzliche Infrastrukturmaßnahmen zu planen.

Ergebnis VG SZ 4: In dem betrachteten Notfallszenario wurde ein Ausfall der Traundücker angenommen, mit der Wirkung, dass Linz ausschließlich über die WAG versorgt werden muss. Im WAG SZ 4 kann dies vollständig und im WAG SZ 3 kann dies fast vollständig erfolgen. In den WAG SZ 1 können nur die Haushalte versorgt werden. Im WAG SZ 2 sind die Drücke in der WAG so gering, dass die Versorgung auf dem geforderten Druckniveau nicht erfolgen kann. Die Wahrscheinlichkeit, dass das WAG SZ 1 oder 2 eintritt, liegt jedoch unter 0,5%.

Als Maßnahme wurde erarbeitet, dass das Pressure Service Agreement mit den Betreibern der MEGAL weiter aufrechterhalten wird und im Notfall ein höherer Druck aus Deutschland bezogen werden kann. Mit dieser Maßnahme ist es möglich, jedenfalls die Haushalte in Linz vollständig zu versorgen. Im WAG SZ 3+4 ist eine Vollversorgung möglich.

Aufgrund der Kombination von zwei Ereignissen (Infrastrukturausfall u. WAG SZ 1 oder 2) mit jeweils sehr geringer Eintrittswahrscheinlichkeit, liegt das Risiko einer Nichtversorgung im vertretbaren Bereich.

Die sowohl unternehmensübergreifende (BOG, AGGM) als auch gasnetzsystemübergreifende (Fernleitung, Verteilerleitungen) Durchführung der Studie hat ein hohes Maß an Synergien und gegenseitigem Systemverständnis gebracht.

Ergebnisse kurzgefasst:

- Die Endkundenversorgung ist sichergestellt.
- Die Einspeicherung kann auf hohem Niveau sichergestellt werden (Evaluierung des tatsächlich nachgefragten Einspeicherbedarfs inkl. 7 Fields u. Haidach bis 2016).
- Über die im Planungsnullfall bereits umgesetzten Projekte hinausgehende Infrastrukturmaßnahmen sind derzeit nicht erforderlich.
- Weiterführung des Pressure Service Agreement mit den Betreibern der MEGAL für Notfallsituationen.

3.12 *Adaptierung der Station St. Margarethen*

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 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 wird das Projekt 2013/1 „Adaptierung Station St. Margarethen“ eingereicht.

Die Vorgaben zur Dimensionierung der Station ergeben sich aus der Leistungsfähigkeit der nächst höheren Dimensionierungsklasse. Es ist geplant, die Kapazität des Abzweigpunktes auf 45.000 Nm³/h bei 50 barg TAG Vordruck zu erhöhen.

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.

3.13 *Schlussfolgerungen und davon abgeleitete Maßnahmen*

Um die derzeitigen und künftigen Kapazitätsengpässe beseitigen zu können, wird an dem bereits in der LFP 07 genehmigten Konzept weiterhin festgehalten. Der bereits erfolgte Abschluss der Netzausbauperträge für die wichtigsten Leitungssegmente auf Basis von Kapazitätserweiterungsverträgen der Netzbetreiber zeigt auch, dass der Ausbau der Gasinfrastruktur in der geplanten Weise erforderlich ist.

Die in Kapitel 4 beschriebenen Projekte stellen daher ein begründetes und dringend erforderliches Investment in die Gasleitungsinfrastruktur dar. Wegen der Engpässe und der Bedarfstermine der kundenseitigen Projekte sind ungeachtet des sicherlich hohen Investitionsvolumens alle beantragten Projekte fortzuführen bzw. die hinzukommenden Projekte, vorausgesetzt es werden die Ausbauswellen erreicht, umzusetzen.

4 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2013

Aufgrund der im Kapitel 2 dargestellten Kapazitätssituation sowie der in Kapitel 3 beschriebenen Schlussfolgerungen und Maßnahmenvorschläge ist die Umsetzung der in Kapitel 4.1 und in Kapitel 4.2 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 oder auf Basis von Kapazitätserweiterungsanträgen beantragt werden.

Zu jedem Projekt erfolgt im Anschluss 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 (z.B. FS07), 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 2013 eingereicht werden und denen ein öffentliches Interesse zukommen soll, wird der Grund des öffentlichen Interesses explizit angeführt.

4.1 Fortführung von bereits genehmigten Projekten

Tabelle 11: Fortführung von bereits genehmigten Projekten

Weiterführung von bereits genehmigten Projekten					
Nr.	Projekt	Projekträger	geplante Fertigstellung	Status	
2007/11	Leitungssegment Auersthal - Hart	Netz NÖ	9/2012	in Umsetzung dz. 22 Monate Zeitverzug	KEV
2008/1	Leitungssegment Puchkirchen - Friedburg/Haidach	OÖFNG	12/2013	in Umsetzung	KEV
2010/3	Leitungssegment Zagling - Kühschinken	OÖFNG	12/2013	in Umsetzung	KEV
2012/1	Kapazitätserhöhung Filterseparator Speicher Puchkirchen	OÖFNG	5/2013	in Umsetzung	NA
2012/5	Druckanhebung Oberösterreich	OÖFNG	1/2015	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht	NA
2012/6	Adaptierung Station Ebenthal	GCA	1/2014	in Umsetzung	NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen
 KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden
 NA Netzausbau im Hinblick auf künftige Kapazitätserweiterungsanträge

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

Projektnummer:	2007 / 11 Fortführung des Projektes aus der LFP 2007	
Projektname:	Leitungssegment Auersthal – Hart [WL_01_01]	
Projektträger:	Netz NÖ	Fertigstellung: 09 / 2012
Version:	6.0	Stand vom: 25.06.2012
Projektziel:	Um die Versorgungssicherheit der Endkunden und den Einspeicherbetrieb in den Speichieranlagen in OÖ zu gewährleisten, ist die Errichtung und Inbetriebnahme des Leitungssegments von Auersthal nach Hart obligat.	
Besonders zu beachten:	-	
Projektbeschreibung:	Die projektierte Leitung beginnt in Auersthal und mündet südlich von Amstetten in die bestehende Leitung West 4 ein. Durch den Bau der Westschiene kann die Kapazitätsanforderung im Westen abgedeckt werden. Um unterschiedliche Fahrweisen zu ermöglichen, ist das genannte Segment in beiden Richtungen flexibel betreibbar zu gestalten. Durch den Leitungsausbau ist auch die Station Kronstorf zu adaptieren.	
Technische Daten:	Dimensionierung: DN800 Länge: 155,3 km Nenndruck: PN70 Abzweigpunkte: Auersthal, Langenschönbichl, Ossarn, Doislau	
Ökonomische Daten:	Die ökonomischen Daten repräsentieren die Werte im Entscheidungszeitpunkt. Die Leitung ist Bestandteil der bestgereihten Variante „V3+West“ der Feasibility Study 07 und wurde im Rahmen der Feasibility Study 07 einer ökonomischen Bewertung unterzogen. Kosten des Leitungssegments: ██████████ [BGG] Ausbauschwelle: 260.000 Nm ³ /h	
Öffentliches Interesse:	In der Feasibility Study 07 wurde der Masterplan für die Leitungsinfrastruktur des Verteilergebietes Ost festgelegt. Ziel dieser Studie war es, die Ziele des GWG umzusetzen (vgl. § 4 (1) GWG) und alle derzeitigen und künftigen Kapazitätsengpässe zu beseitigen. Als beste Variante wurde die Variante „V3+West“ ermittelt. Das Projekt „Leitungssegment Auersthal – Hart“ ist ein Teil der besten Variante und muss umgesetzt werden, damit das Gesamtkonzept die volle Wirkung erhält. Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um eine erhöhte Ein-/ Ausspeicherkapazität in die bestehenden als auch in die geplanten (7 Fields, Haidach) Speicher in Oberösterreich sicherstellen zu können (vgl. § 22 (1) Z1 lit c GWG, wonach es Ziel der Langfristigen Planung ist, die Kapazitätsanforderungen zu Speichieranlagen sicherzustellen).	

Der Ausbau der Speicherleistung ist aus mehreren Gründen erforderlich:

- Der Ausbau der Speicheranlagen erhöht die Versorgungssicherheit indem für den Fall Vorsorge getroffen werden kann, dass wichtige Gasimportquellen in Krisensituationen ausfallen. Die Erhöhung der Versorgungssicherheit bezieht sich in diesem Projekt sowohl auf die inländische als auch auf die europäische Versorgungssicherheit.
- Durch den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energie (Windkraft, Solar, usw.) unterliegt der Einsatz der fossilen Energieträger einer höheren Absatzschwankung, die durch entsprechende Speicheranlagen ausgeglichen werden muss.

Weiters ist dieses Projekt erforderlich, um die Deckung der Transportkapazität für Endkunden sicherstellen zu können (vgl. § 22 (1) Z1 lit a, wonach es Ziel der Langfristigen Planung ist, die Nachfrage an Transportkapazität zur Versorgung der Endkunden sicherzustellen).

Konkret wird dieses Projekt für die Sicherstellung der Transportkapazität für die EVN Kraftwerke Korneuburg, Theiß und Dürnrohr und für das geplante Kraftwerk Riedersbach errichtet.

Projektstatus:

Für das Projekt wurde ein Netzausbaupertrag zwischen Netz Niederösterreich GmbH und AGGM abgeschlossen.

Aus derzeitiger Sicht ist mit einer 22 monatigen Umsetzungsverzögerung zu rechnen. Aus derzeitiger Sicht erfolgt die Fertigstellung im Juli 2014.

Versionsänderung:

Von V1.0 (LFP07) auf V2.0 (LFP08): Fertigstellungstermin, technische Updates, Projektbeschreibung

Von V2.0 (LFP08) auf V3.0 (LFP09): Projektstatus

Von V3.0 (LFP09) auf V4.0 (LFP11): Technische Daten, Projektstatus,

Von V4.0 (LFP11) auf V5.0 (LFP12): Projektstatus

Von V5.0 (LFP12 V2.0) auf V6.0 (LFP12 V3.0): öffentliches Interesse

Projektnummer:	2008 / 1 Fortführung des Projektes aus der LFP 2008	
Projektname:	Leitungssegment Puchkirchen – Friedburg / Haidach	
Projektträger:	OÖFNG	Fertigstellung: 12 / 2013
Version:	4.0	Stand vom: 26.06.2012
Projektziel:	Um den Transport der geforderten Kapazität nach Salzburg und in den westlichen Teil Oberösterreichs sicherzustellen, muss das Leitungssegment von Puchkirchen nach Friedburg/Haidach errichtet werden. Im Hinblick auf den sich entwickelnden Erdgasknoten im Raum Haidach sowie die allfällige Anbindung der Tauern-Gas-Leitung, erfolgt die Dimensionierung der Leitung aus strategischer Sicht.	
Besonders zu beachten:	-	
Projektbeschreibung:	Die Leitung beginnt im Knoten Puchkirchen und stellt eine durchgehende Verlängerung der Leitung von Kronstorf nach Puchkirchen dar. Das Ende der Leitung ist die derzeitige Schieberstation Friedburg/Haidach. Sowohl am Anfang als auch am Ende wird die Leitung in das Bestandsnetz eingebunden. Wenn sich die internationalen Erdgasprojekte in diesem Raum konkretisiert haben, besteht die Möglichkeit durch eine Verlängerung der Leitung an diese anzubinden.	
Technische Daten:	Durchmesser: DN 800 Länge: 32 km Nenndruck: PN 70 Abzweigpunkte: Puchkirchen, Kühschinken, Friedburg/Haidach	
Ökonomische Daten:	Die Leitung ist Bestandteil der bestgereihten Variante „V3+West“ der Feasibility Study 07 und wurde im Rahmen der Feasibility Study 07 einer ökonomischen Bewertung unterzogen. Kosten des Leitungssegments: Investitionskosten [REDACTED] [BGG] Ausbauschwelle: 65.000 Nm ³ /h	
Öffentliches Interesse:	Die Umsetzung des Projektes ist aus mehreren Gründen erforderlich: <ul style="list-style-type: none"> • Anbindung des Speichers 7 Fields: In der Langfristigen Planung 2010 wurde eine Variantenbewertung für die Anbindung des Speichers 7 Fields durchgeführt. Die zweckmäßigste Variante sieht vor, das Speicherfeld Zagling direkt an das Verteilergebiet Ost anzuschließen. Dafür ist die Errichtung der HDL 100 von Puchkirchen nach Friedburg/Haidach und die Errichtung der HDL 76 erforderlich. Die Bereitstellung der benötigten Kapazität für den Speichers 7 Fields erfolgt gemäß dem Ziel der Langfristigen Planung (vgl. §22 (1) Z 1 lit c GWG). • Anbindung des Speichers Haidach: Um den Speicher Haidach an das 	

Verteilergesbiet Ost anschließen zu können, ist eine leistungsfähige Verbindung zum hochrangigen Transportnetz des Verteilergesbietes erforderlich. Die HDL 100 stellt einen Teil der Anbindung dar. Die Bereitstellung der benötigten Kapazität für den Speicher 7 Fields erfolgt gemäß dem Ziel der Langfristigen Planung (vgl. §22 (1) Z 1 lit c GWG).

- Sicherstellung der Transportkapazität für den Speicher Aiglsbrunn und Haidach 5: Derzeit sind die Speicher Aiglsbrunn und Haidach 5 an das 26 barg Netz der OÖFNG angeschlossen. Durch die Errichtung der Leitung HDL 100 können auch diese Speicher an das leistungsfähige Transportnetz des Verteilergesbietes Ost angeschlossen werden.

Der Ausbau der Speicherleistung ist aus mehreren Gründen erforderlich:

- Der Ausbau der Speicheranlagen erhöht Versorgungssicherheit indem für den Fall Vorsorge getroffen werden kann, dass wichtige Gasimportquellen in Krisensituationen ausfallen. Die Erhöhung der Versorgungssicherheit bezieht sich in diesem Projekt sowohl die inländische als auch die europäische Versorgungssicherheit.
- Durch den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energie (Windkraft, Solar, usw.) unterliegt der Einsatz der fossilen Energieträger einer höheren Absatzschwankung, die durch entsprechende Speicheranlagen ausgeglichen werden muss.

Projektstatus:

Für das Projekt wurde ein Netzausbaupertrag zwischen OÖFNG und AGGM abgeschlossen.

Versionsänderung:

Von V1.0 (LFP2008) auf V2.0 (LFP2010): Status

Von V2.0 (LFP2011) auf V3.0 (LFP2011): Fertigstellung, technische Daten, Projektstatus

Von V3.0(LFP 2011) auf V4.0 (LFP 2012 V3.0): öffentliches Interesse

Projektnummer:	2010 / 3 Fortführung des Projektes aus der LFP 2010		
Projektname:	Leitungssegment Zagling - Kühschinken		
Projektträger:	OÖFNG	Fertigstellung:	12 / 2013
Version:	3.0	Stand vom:	26.06.2012
Projektziel:	Anbindung des Speichers 7 Fields an die bereits geplante HDL 100 (Projekt 2008/1).		
Besonders zu beachten:	Das Projekt 2008/1 ist Voraussetzung für dieses Projekt		
Projektbeschreibung:	Die Leitung beginnt an der Station Zagling des Speichers 7 Fields und endet an der Schieberstation Kühschinken der HDL 100		
Technische Daten:	Durchmesser: DN 500 Länge: 4,5 km +/- 200m Nenndruck: PN 70 Molcheinrichtungen am Anfang und Ende der Leitung		
Ökonomische Daten:	Kosten für das Leitungssegment: ██████████ (BGG) Kostenschätzung durch Netzbetreiber Ausbauschwelle: 50.000 Nm ³ /h		
Öffentliches Interesse:	In der Langfristigen Planung 2010 wurde eine Variantenbewertung für die Anbindung des Speichers 7 Fields durchgeführt. Die zweckmäßigste Variante sieht vor, das Speicherfeld Zagling direkt an das Verteilergelände Ost anzuschließen. Dafür ist die Errichtung der HDL 100 von Puchkirchen nach Friedburg/Haidach und die Errichtung der HDL 76 erforderlich. Die Bereitstellung der benötigten Kapazität für den Speichers 7 Fields erfolgt gemäß dem Ziel der Langfristigen Planung (vgl. §22 (1) Z 1 lit c GWG). Der Ausbau der Speicherleistung ist aus mehreren Gründen erforderlich: <ul style="list-style-type: none"> • Der Ausbau der Speicheranlagen erhöht Versorgungssicherheit indem für den Fall Vorsorge getroffen werden kann, dass wichtige Gasimportquellen in Krisensituationen ausfallen. Die Erhöhung der Versorgungssicherheit bezieht sich in diesem Projekt sowohl auf die inländische als auch die europäische Versorgungssicherheit. 		

- Durch den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energie (Windkraft, Solar, usw.) unterliegt der Einsatz von Gaskraftwerken einer höheren Fluktuation, die durch entsprechende Speicheranlagen ausgeglichen werden muss.

Projektstatus:

Für das Projekt wurde ein Netzausbauvertrag zwischen OÖFNG und AGGM abgeschlossen.

Versionsänderung:

Von V1.0 (LFP2010) auf V2.0 (LFP2011): Fertigstellung, Projektstatus

Von V2.0 (LFP 2011) auf V3.0 (LFP 2012 V3.0): öffentliches Interesse

Projektnummer:	2012 / 1 Fortführung des Projektes aus der LFP 2012	
Projektname:	Kapazitätserhöhung Filterseparatoren Speicher Puchkirchen	
Projektträger:	OÖFNG	Fertigstellung: 05 / 2013
Version:	1.0	Stand vom: 24.04.2012
Projektziel:	Anpassung der Kapazität der Filterseparatoren der Übergabemessung des Speichers Puchkirchen (MS 221) an die technische Ausspeicherkapazität des Speichers um eine sichere Betriebsweise sicherstellen zu können.	
Besonders zu beachten:		
Projektbeschreibung:	<p>Die derzeit vorhandenen Filterseparatoren der Station Puchkirchen entsprechen nicht mehr den tatsächlichen Lastflussverhältnissen und sind daher durch entsprechend spezifizierte Separatoren zu ersetzen. Der hierfür erforderliche Eingriff in die Stationsverrohrung ist geringfügig.</p> <p>Durch den getrennten Betrieb der Filterseparatoren ist eine 100%-ige Redundanz der Anlage gegeben, d.h. dass im Störfall bzw. bei betriebsbedingter Ausserbetriebnahme eines Separators der im Standby stehende den Betrieb übernimmt.</p> <p>Die Überlastung der derzeit installierten Separatoren führt einerseits zu erhöhtem Druckverlust und andererseits wird der Abscheidegrad betreffend der Staub- und Flüssigkeitspartikel durch den Hersteller der Separatoren nicht mehr zugesichert. Eine hieraus resultierende zusätzliche Belastung des Leitungssystems, aller betreffenden Mess-, Regel- und Kundeneinrichtungen wäre die Folge.</p>	
Technische Daten:	Kapazität Filterseparator: 2 x 600.000 Nm ³ /h bei 43 barg Nenndruck: PN 70	
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ██████████ [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber Ausbauschwelle: keine	
Öffentliches Interesse:		
Projektstatus:	Das Projekt ist in Umsetzung	
Versionsänderung:		

Projektnummer:	2012 / 5 Fortführung des Projektes aus der LFP 2012	
Projektname:	Druckanhebung Oberösterreich	
Projektträger:	OÖFNG	Fertigstellung: 14 Monate nach Beauftragung
Version:	2.0	Stand vom: 04.07.2013
Projektziel:	Durch die Anhebung des zulässigen Druckes in Teilen des Ebene 1 Verteilerleitungsnetzes der OÖFNG (Rainbach – Ebelsberg - Kronstorf – Puchkirchen – Spital am Pyhrn inkl. Anbindung Speicher Thann) auf 70 barg soll es ermöglicht werden, die nachgefragten Entry-Kapazitäten aus den Speichern 7 Fields und Haidach in das Verteilergbiet sicherzustellen.	
Besonders zu beachten:		
Projektbeschreibung:	Um die Anhebung des zulässigen Druckes auf 70 barg sicherstellen zu können, sind folgende Adaptionen in Ebene 1 Stationen durchzuführen: <ul style="list-style-type: none"> • Druckabsicherungen: in fünf Stationen sind die Druckabsicherungen für die nachgelagerten Netze so anzupassen, dass in den Ebene 1 Leitungen ein Betriebsdruck von 70 barg herrschen kann. • Vorwärmeleistung: Durch die Anhebung des zulässigen Betriebsdrucks muss in insgesamt 13 Stationen eine Anpassung der Gas-Vorwärmanlagen durchgeführt werden. In 10 Stationen sind darüber hinaus Eingriffe im Rohrbau erforderlich. • Die EHDL 017 (Teilstück DN 200), die EHDL 017/3 sowie die EHDL 030 sind einer Molchung zu unterziehen. 	
Technische Daten:	siehe Projektbeschreibung	
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ██████████ [BGG] (Kosten ausschließlich für Anlagenteile der Ebene 1 Verteilerleitung) Kostenschätzung durch Netzbetreiber Ausbauschwelle: 100.000 Nm ³ /h	
Öffentliches Interesse:		
Projektstatus:	Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht	
Versionsänderung:	V 1.0 (Abänderungsantrag 1 zur LFP 2012 vom 29.5.2013) auf V2.0 (Abänderung des „Änderungsantrages 1 vom 29.5.2013“ vom 4.7.2013): Projektbeschreibung	

Projektnummer:	2012 / 6 Fortführung des Projektes aus der LFP 2012	
Projektname:	Adaptierung Station Ebenthal	
Projektträger:	GCA	Fertigstellung: 01 / 2014
Version:	1.0	Stand vom: 30.04.2013
Projektziel:	Ziel des Projektes ist es, die Station Ebenthal an die zukünftigen Absatzerfordernisse im Netzbereich Kärnten Netz GmbH / Ebenthal anzupassen.	
Besonders zu beachten:		
Projektbeschreibung:	<p>Die derzeitig installierte Messleistung von ca. 20.000 Nm³/h ist mit den zugesagten Netzzugangsanträgen ausgeschöpft. Um weitere Netzzugangsanträge gewähren zu können, muss die Messleistung erhöht werden.</p> <p>Es wird die derzeitige Blendenmessung durch eine Ultraschallmessung ersetzt und es werden Modifikationen an den Regelventilen vorgenommen.</p>	
Technische Daten:	<p>$Q_{\max} = 35.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$ Nennndruck: PN 70</p>	
Ökonomische Daten:	<p>Investitionskosten: [REDACTED] [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber Ausbauschwelle: keine</p>	
Öffentliches Interesse:		
Projektstatus:	Das Projekt ist in Umsetzung	
Versionsänderung:		

4.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge

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

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung	Status
Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen				
2007/9	Leitungssegment Bruck/Mur (Laming) - Landesgrenze ST/K	GSG	2018	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht KEA
2007/10	Leitungssegment Landesgrenze ST/K - TAG Übergabestation Ebenthal	KNG	2018	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht KEA
2011/5	Leitungssegment Friedburg/Haidach - Speicher Haidach	OÖFNG	12/2013	in Umsetzung KEA
2012/2	Reverseflow Auersthal	GCA	1/2016	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht NA
2012/3	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	1/2017	dz. Ausbauschwelle nicht erreicht NA
2012/4	Adaptierung Station Ebelsberg	OÖFNG	8/2014	in Umsetzung NA
Projekte, die zurückgezogen werden				
2008/2	Planung und Bauvorbereitungen der Leitungssegmente: Bruck a.d. Mur (Laming) - St. Michael - Grenze Steiermark/Kärnten und Grenze Steiermark/Kärnten TAG Abzweigstation Ebenthal	GSG / KNG		zurückgezogen
2008/4	Planung und Bauvorbereitungen des Leitungssegmentes: Velm - Wilfleinsdorf	Netz NÖ		zurückgezogen
2009/2	Leitungssegment: Gratkorn - Werndorf	GSG		zurückgezogen
Neue Projektanträge				
2013/1	Adaptierung Station St. Margarethen	GCA	9/2015	in Genehmigung NA

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA Netzausbau im Hinblick auf künftige Kapazitätserweiterungsanträge

Quelle: AGGM/NK-K / 2013

Projektnummer:	2007 / 9 Fortführung des Projektes aus der LFP 2007	
Projektname:	Leitungssegment Bruck an der Mur (Laming) – Landesgrenze Steiermark/Kärnten [SL_02_02]	
Projektträger:	GSG	Fertigstellung: 2018
Version:	8.0	Stand vom: 20.8.2013
Projektziel:	Um den Transport der geforderten Kapazitäten der Bundesländer Steiermark und Kärnten sicherzustellen und zusätzlich eine Vorsorge für eine Erweiterung des Leitungsnetzes Richtung Pyhrnpass zu treffen, muss das Leitungssegment von Bruck an der Mur (Laming) über St. Michael bis hin zur Landesgrenze Steiermark / Kärnten errichtet werden.	
Besonders zu beachten:	-	
Projektbeschreibung:	Das Leitungssegment beginnt in Bruck an der Mur (Laming) und führt über St. Michael bis zur Landesgrenze Steiermark/Kärnten. Die Dimensionierung der zu errichtenden Leitung beträgt DN 800 / DN 500. Um unterschiedliche Fahrweisen zu ermöglichen, ist das genannte Segment für beide Richtungen flexibel betreibbar zu gestalten.	
Technische Daten:	Dimensionierung: DN800 (Bruck/Mur – St. Michael) ca. 22 km, DN 500 (St. Michael – Landesgrenze Steiermark/Kärnten) ca. 90 km Länge: in Summe 112 km Nenndruck: PN70 Abzweigpunkte: Knoten St. Michael	
Ökonomische Daten:	Die ökonomischen Daten repräsentieren die Werte im Entscheidungszeitpunkt. Die Leitung ist Bestandteil der bestgereihten Variante „V3+West“ der Feasibility Study 07 und wurde im Rahmen der Feasibility Study 07 einer ökonomischen Bewertung unterzogen. <i>Kapitalwert mit DN 500: [REDACTED] [BGG] (Bewertungsbasis 2009)</i> <i>Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]</i> <i>Die zusätzlichen Investitionskosten für das Upgrade von DN 500 auf DN 800 für die ersten 22 km betragen ca. [REDACTED] [BGG] (Einheitspreise entsprechend Feasibility Study 2007)</i> Ausbauschwelle: 45.000 Nm ³ /h	

Öffentliches Interesse

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 das Kraftwerk in Kärnten zu realisieren. Derzeit gibt es keine andere effiziente Lösungsvariante, einen Kapazitätsbedarf größer 45.000 Nm³/h in Kärnten bereitzustellen.

Insbesondere ist bei diesem Projekt auch auf die generelle Zielsetzung des GWG hinzuweisen, wonach es Ziel ist, die österreichische Bevölkerung und Wirtschaft mit Erdgas zu versorgen und den effizienten Einsatz insbesondere bei der Umwandlung in Strom und Wärme zu gewährleisten.

Projektstatus:

Die Ausbauschwelle für die Umsetzung des Projektes ist derzeit nicht erreicht.

Versionsänderung:

Von V1.0 (LFP07) auf V2.0 (LFP08): Fertigstellungstermin, technische Updates

Von V2.0 (LFP08) auf V3.0 (LFP09): Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten

Von V3.0 (LFP09) auf V4.0 (LFP10); Fertigstellungstermin; Ökonomische Daten; Projektstatus

Von V4.0 (LFP10) auf V5.0 (LFP11); Projektbeschreibung, Technische Daten; Ökonomische Daten

Von V5.0 (LFP11) auf V6.0 (LFP12 V1.0); Fertigstellung, Öffentliches Interesse

Von V6.0 (LFP12 V1.0) auf V7.0 (LFP12 V3.0): Öffentliches Interesse

Von V7.0 (LFP12 V3.0) auf V8.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung

Projektnummer:	2007 / 10 Fortführung des Projektes aus der LFP 2007	
Projektname:	Leitungssegment Landesgrenze Steiermark/Kärnten – TAG Übergabestation Ebenthal [SL_03_01]	
Projektträger:	KNG	Fertigstellung: 2018
Version:	7.0	Stand vom: 20.8.2013
Projektziel:	Um die Versorgungssicherheit der Endkunden in Kärnten, insbesondere ein Kraftwerk in Klagenfurt, zu gewährleisten, muss die Errichtung und Inbetriebnahme des Leitungssegments von der Landesgrenze Steiermark / Kärnten bis zur TAG Übergabestation erfolgen.	
Besonders zu beachten:	Die Errichtung der vorangegangenen Leitungssegmente der Südleitung – Baumgarten bis Landesgrenze Steiermark/Kärnten – ist Voraussetzung für die Errichtung dieses Projektes.	
Projektbeschreibung:	Von der Landesgrenze, wo der Zusammenschluss mit der Leitung aus der Steiermark erfolgt, folgt die Trasse dem Olsatal in Richtung Ebenthal und weiter zur TAG. Die Dimensionierung des geplanten Segments ist DN500. Um differenzierte Fahrweisen zu ermöglichen, soll das Leitungssystem in beide Richtungen flexibel betreibbar sein.	
Technische Daten:	Dimensionierung: DN500 Länge: 54,35 km Nenndruck: PN70 Abzweigpunkte: Knoten km30, Knoten Klagenfurt	
Ökonomische Daten:	Die ökonomischen Daten repräsentieren die Werte im Entscheidungszeitpunkt. Die Leitung ist Bestandteil der bestgereichten Variante „V3+West“ der Feasibility Study 07 und wurde im Rahmen der Feasibility Study 07 einer ökonomischen Bewertung unterzogen. <i>Kapitalwert mit DN 500: [REDACTED] [BGG] (Bewertungsbasis 2009)</i> <i>Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]</i> Ausbauschwelle: 45.000 Nm ³ /h	
Öffentliches Interesse	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 das Kraftwerk in Kärnten zu realisieren. Derzeit gibt es keine andere effiziente Lösungsvariante einen Kapazitätsbedarf größer 45.000 Nm ³ /h in Kärnten bereitzustellen. Insbesondere ist bei diesem Projekt auch auf die generelle Zielsetzung des GWG hinzuweisen, wonach es Ziel ist, die österreichische Bevölkerung und Wirtschaft mit	

Erdgas zu versorgen und den effizienten Einsatz insbesondere bei der Umwandlung in Strom und Wärme zu gewährleisten.

Projektstatus:

Die Ausbauschwelle für die Umsetzung des Projektes ist derzeit nicht erreicht.

Versionsänderung:

Von V1.0 (LFP07) auf V2.0 (LFP08): Fertigstellungstermin, technische Updates

Von V2.0 (LFP08) auf V3.0 (LFP09): Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten

Von V3.0 (LFP09) auf V4.0 (LFP10); Fertigstellungstermin, Ökonomische Daten, Projektstatus

Von V4.0 (LFP10) auf V5.0 (LFP12 V1.0); Fertigstellung, öffentliches Interesse

Von V5.0 (LFP12 V1.0) auf V6.0 (LFP12 V3.0): öffentliches Interesse

Von V6.0 (LFP12 V3.0) auf V7.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung

Projektnummer:	2011 / 5 Fortführung des Projektes aus der LFP 2011	
Projektname:	Leitungssegment Friedburg/Haidach – Speicher Haidach	
Projektträger:	OÖFNG	Fertigstellung: 12 / 2013
Version:	3.0	Stand vom: 20.08.2013
Projektziel:	Mit der Verlängerung der HDL 100 soll der internationale Speicher Haidach an das Verteilergelände Ost angeschlossen werden.	
Besonders zu beachten:	Voraussetzung für das Projekt ist die Umsetzung des Projektes 2008/1. Mit der Errichtung dieser Anschlussleitung kann noch kein firm Transport zum/vom Speicher Haidach sichergestellt werden, dazu sind noch weitere Ausbaumaßnahmen im Netz der OÖFNG erforderlich.	
Projektbeschreibung:	Die Leitung beginnt in der Station Friedburg/Haidach und endet mit einer Molchschleuse direkt vor der Speicherstation Haidach. Das Speicherunternehmen ist Errichter und Betreiber der Messstation. Hinsichtlich des Betriebs der Messeinrichtung sind noch Vereinbarungen zwischen dem Speicherunternehmen und der OÖFNG zu treffen.	
Technische Daten:	Durchmesser: DN 800 Länge: ca. 4,1 km Nenndruck: PN 70	
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ██████████ [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber Ausbauschwelle: 0 Nm ³ /h	
Öffentliches Interesse:	Um den Speicher Haidach an das Verteilergelände Ost anschließen zu können, ist eine leistungsfähige Verbindung zum hochrangigen Transportnetz des Verteilergeländes erforderlich. Dieses Projekt sichert die Anbindung an die HDL 100 der OÖFNG. Die Bereitstellung der benötigten Kapazität für den Speicher Haidach erfolgt gemäß dem Ziel der Langfristigen Planung (vgl. §22 (1) Z 1 lit c GWG). Der Ausbau der Speicherleistung ist aus mehreren Gründen erforderlich: <ul style="list-style-type: none"> • Der Ausbau der Speicheranlagen erhöht die Versorgungssicherheit indem für den Fall Vorsorge getroffen werden kann, dass wichtige Gasimportquellen in Krisensituationen ausfallen. Die Erhöhung der Versorgungssicherheit bezieht sich in diesem Projekt sowohl auf die inländische als auch die europäische Versorgungssicherheit. 	

- Durch den kontinuierlichen Ausbau der erneuerbaren Energie (Windkraft, Solar, usw.) unterliegt der Einsatz von Gaskraftwerken einer höheren Fluktuation, die durch entsprechende Speicheranlagen ausgeglichen werden muss.

Projektstatus:

Das Projekt ist in Umsetzung

Versionsänderung:

Von V1.0 (LFP2011) auf V2.0 (LFP2012 V3.0): öffentliches Interesse

Von V2.0 (LFP2012 V3.0) auf V3.0 (LFP2013 V1.0): Ökonomische Daten, Projektstatus

Projektnummer:	2012 / 2 Fortführung des Projektes aus der LFP 2012	
Projektname:	Reverseflow Auersthal	
Projektträger:	GCA	Fertigstellung: 01 / 2016
Version:	3.0	Stand vom: 20.08.2013
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 „frei zuordenbare Kapazität“ ausweisen zu können.	
Besonders zu beachten:	Das Projekt ist in Verbindung mit dem Projekt 2012/3 umzusetzen	
Projektbeschreibung:	In der Station Auersthal muss die Übergabestation zur 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.	
Technische Daten:	Die Übergabestation ist bidirektional auszuführen. Die weiteren technischen Spezifikationen der Messanlage werden nicht verändert.	
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ██████████ [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber Ausbauschwelle: 300.000 Nm ³ /h	
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 durch die Möglichkeit eines physikalischen Rückflusses aus dem Verteilernetz in das Fernleitungsnetz 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.	
Projektstatus:	Derzeit ist die Ausbauschwelle nicht erreicht.	

Versionsänderung:

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

Projektnummer:	2012 / 3 Fortführung des Projektes aus der LFP 2012	
Projektname:	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	
Projektträger:	GCA	Fertigstellung: 01 / 2016
Version:	4.0	Stand vom: 27.08.2013
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.	
Besonders zu beachten:	Das Projekt ist in Verbindung mit dem Projekt 2012/2 umzusetzen. Die zu adaptierenden Anlagenteile befinden sich im Fernleitungsnetz. Dieses Projekt ist kein Umsetzungsprojekt im Verteilernetz. Mit diesem Langfristigen Planungsprojekt wird von der ECA die Genehmigung beantragt, eine entsprechende EXIT-Kapazität in das Fernleitungsnetz der GCA (vom PVS2 in das PVS1) kontrahieren 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..	
Technische Daten:	Folgende Verteilernetz Exit-Kapazitäten sollen ab Fertigstellung des Projektes dem Verteilernetz zur Verfügung stehen: Exit FZK 570.000 Nm ³ /h 52 barg Exit UK 1.230.000 Nm ³ /h 52 barg Die Druckangaben beziehen sich auf den Übergabepunkt PVS2→PVS1 in Baumgarten.	
Ökonomische Daten:	Der VGM ist verpflichtet, einen allfälligen Entry Tarif in das Fernleitungsnetz der GCA aus dem Verteilernetz in Baumgarten zu entrichten. Ausbauschwelle: 300.000 Nm ³ /h	
Öffentliches Interesse:		
Projektstatus:	Derzeit ist die Ausbauschwelle nicht erreicht.	
Versionsänderung:	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	

Projektnummer:	2012 / 4 Fortführung des Projektes aus der LFP 2012	
Projektname:	Adaptierung Station Ebelsberg	
Projektträger:	OÖFNG	Fertigstellung: 9/2014
Version:	2.0	Stand vom: 20.08.2013
Projektziel:	<p>Durch die Umstellung des Marktmodelles im Fernleitungssystem von einem Punkt-zu-Punkt System auf ein Entry-Exit System ist es zu einer Reduktion der firm Kapazitäten von der WAG in das Verteilergebiet gekommen. Im Speziellen haben sich die firm Entnahmekapazitäten im Raum Oberösterreich auf derzeit ca. 93.000 Nm³/h (ab 1.1.2015 auf ca. 74.000 Nm³/h) verringert. Aus Versorgungssicherheitsgründen ist es daher erforderlich, dass eine volle Versorgung des Raumes Linz über die Station Ebelsberg (geregelt, gemessen, gefiltert und vorgewärmt) sichergestellt werden muss.</p>	
Besonders zu beachten:		
Projektbeschreibung:	<p>Adaptierung der Regelstrecke Ebene 1 Verteilerleitung ↔ Linzer Ring Die Umsetzungsmaßnahme muss folgende Funktionen erfüllen: Druckregelung, Mengenregelung, Messung, Filterung, Vorwärmung, reverseflow fähig, redundant Qmin = 15.000 Nm³/h; Qmax = 260.000 Nm³/h Pein = 70 barg, Paus= 32 barg Die Möglichkeit, die HDL 026 mit der HDL 027 starr zu verbinden, soll erhalten bleiben. Die Möglichkeit, eine Menge Qmax = 90.000 Nm³/h entweder aus der Ebene 1 Verteilerleitung oder aus dem Linzer Ring in die HDL 012 (Ri. Wels) überzuspeisen, muss erhalten bleiben.</p>	
Technische Daten:	siehe oben Nenndruck: PN 70	
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ██████████ [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber Ausbausehwelle: keine	
Öffentliches Interesse:		
Projektstatus:	Das Projekt ist in Umsetzung	
Versionsänderung:	V 1.0 (Abänderungsantrag 1 zur LFP 2012 vom 29.5.2013) auf V2.0 (LFP13 V 1.0): Fertigstellung	

Projektnummer:	2008 / 2	
Projektname:	Planung und Bauvorbereitung der Leitungssegmente: Bruck a.d. Mur (Laming) – St. Michael – Grenze Steiermark/Kärnten und Grenze Steiermark/Kärnten - TAG Abzweigstation Ebenthal	
Projektträger:	GSG, KNG	Fertigstellung:
Version:	7.0	Stand vom: 20.8.2013
Projektziel:	Durchführung der Planung und der Bauvorbereitung über das Ausmaß der in der Feasibility Study 07 und des Projektes 2007/1 getätigten Planungsarbeiten hinaus bis zur Baureife, damit bei der Umsetzung der Leitungssegmente der geplante Inbetriebnahme Zeitpunkt noch erreichbar ist.	
Besonders zu beachten:	Aus derzeitiger Sicht ist die Realisierung des Kraftwerksprojektes ungewiss. Aus diesem Grund wird das Projekt insofern zurückgestellt, dass aus diesem Projekt keine weiteren Ausgaben zu tätigen sind bis eine endgültige Bauentscheidung für das Kraftwerk getroffen wird.	
Projektbeschreibung:	Für die geplanten Leitungssegmente sind sämtliche nötigen Arbeitsschritte bis zur Baureife mit Ausnahme von Material- und Leistungsbestellungen durchzuführen.	
Technische Daten:	-	
Ökonomische Daten:	Die Kosten für das Forcieren der Genehmigungsplanung und Bauvorbereitung betragen einschließlich der Sicherung der Wegerechte mittels Optionsverträge [REDACTED] [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber	
Öffentliches Interesse		
Projektstatus:	Das Projekt wird zurückgezogen.	
Versionsänderung:	Von V1.0 (LFP08) auf V2.0 (LFP09): Besonders zu beachten Von V2.0 (LFP09) auf V3.0 (LFP10): Fertigstellung, Ökonomische Daten, Status Von V3.0 (LFP10) auf V4.0 (LFP11): Fertigstellung Von V4.0 (LFP11) auf V5.0 (LFP12 V1.0): Öffentliches Interesse, Besonders zu beachten Von V5.0 (LFP12 V1.0) auf V6.0 (LFP12 V3.0): Öffentliches Interesse Von V6.0 (LFP12 V3.0) auf V7.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung, Projektstatus	

Projektnummer:	2008 / 4	
Projektname:	Planung und Bauvorbereitung des Leitungssegmentes: Velm - Wilfleinsdorf	
Projektträger:	Netz NÖ	Fertigstellung:
Version:	6.0	Stand vom: 20.8.2013
Projektziel:	Durchführung der Planung und der Bauvorbereitung der Leitung von Velm nach Wilfleinsdorf und der Übergabestation Wilfleinsdorf bis zur Baureife, damit die Umsetzung des Projektes bei Bedarf möglichst schnell erfolgen kann.	
Besonders zu beachten:	Seitens Burgenland Netz GmbH wurden massive Kapazitätswachse im burgenländischen Seewinkel bekannt gegeben. Es liegen jedoch noch keine konkreten Kapazitätserweiterungsanträge vor. Die bestehende Leitung (DN 150) zur Übergabestation Wilfleinsdorf (Netz Niederösterreich GmbH/ Burgenland Netz GmbH) ist an ihrer Kapazitätsgrenze angelangt. Dieses Projekt ist erforderlich, um schnell auf konkrete Kapazitätserweiterungsanträge reagieren zu können.	
Projektbeschreibung:	Für das geplante Leitungssegment und die Übergabestation sind sämtliche nötigen Arbeitsschritte bis zur Baureife mit Ausnahme von Material- und Leistungsbestellungen durchzuführen.	
Technische Daten:	Dimension: DN 250 Länge: ca. 24 km Nenndruck: PN70 Abzweigpunkte: Wilfleinsdorf, weitere sind Gegenstand des Projektes	
Ökonomische Daten:	Die Kosten für das Forcieren der Planung und Bauvorbereitung betragen rund 2% der Gesamtkosten des Leitungssegments. Das sind in Summe [REDACTED] [BGG]. Außerdem sollen die Wegerechte gesichert werden, somit ergeben sich Gesamtkosten von [REDACTED] [BGG] Kostenschätzung durch AGGM	

Öffentliches Interesse**Projektstatus:**

Das Projekt wird zurückgezogen.

Versionsänderung:

Von V1.0 (LFP08) auf V2.0 (LFP09): Fertigstellung, Projektstatus

Von V2.0 (LFP09) auf V3.0 (LFP11): Fertigstellung

Von V3.0 (LFP11) auf V4.0 (LFP12 V1.0): Öffentliches Interesse

Von V4.0 (LFP12 V1.0) auf V5.0 (LFP12 V3.0): Öffentliches Interesse

Von V5.0 (LFP12 V3.0) auf V6.0 (LFP13 V1.0): Fertigstellung, Projektstatus,
Öffentliches Interesse

Projektnummer: 2009 / 2	
Projektname: Leitungssegment Gratkorn - Werndorf	
Projektträger: GSG	Fertigstellung:
Version: 5.0	Datum: 20.8.2013
Projektziel: Sicherstellung der Versorgung der drei geplanten Kraftwerke (Mellach, Graz, Werndorf) im Raum Graz	
Besonders zu beachten: Die Leitung wird erst erforderlich, wenn alle drei Kraftwerke realisiert werden. Bei der Realisierung von zwei der geplanten Kraftwerke ist diese Leitung noch nicht erforderlich.	
Projektbeschreibung: Die projektierte Leitung beginnt in der Station A7 (Gratkorn) und endet in der Station A9 (Werndorf G10).	
Technische Daten: Dimensionierung: DN 600 Länge: 39,6 km Nenndruck: PN 70 Abzweigpunkte: keine	
Ökonomische Daten: <i>Kapitalwert:</i> ██████████ [BGG] (Bewertungsbasis 2009) <i>Investitionskosten:</i> ██████████ [BGG] Kostenschätzung auf Basis von Einheitskosten durch AGGM Ausbauschwelle: 150.000 Nm ³ /h zusätzlich zu den derzeit abgeschlossenen KEV	
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. Im Raum Graz sind zusätzlich zu dem bereits realisierten Kraftwerk Mellach mehrere Absatzprojekte zur Strom- und Wärmeenergiegewinnung geplant. Bei einem zusätzlichen Bedarf von 150.000 Nm ³ /h ist die Verlängerung der Südleitung erforderlich, um die Versorgung der Endkunden gewährleisten zu können. Eine andere effiziente alternative Gasversorgung steht derzeit nicht zur Verfügung. Entsprechend der Erreichung des Zieles gemäß § 22 (1) Z1 lit a, nachdem in der Langfristigen Planung die Nachfrage nach Transportkapazität für Endverbraucher zu decken ist, ist es erforderlich, dieses Projekt umzusetzen. Aus den oben genannten Gründen ist es gerechtfertigt, dem Projekt öffentliches Interesse zuzuerkennen.	

Projektstatus:

Das Projekt wird zurückgezogen.

Versionsänderung:

Von V1.0 (LFP2009) auf V2.0 (LFP2010): Projektstatus

Von V2.0 (LFP2010) auf V3.0 (LFP2012): Fertigstellung

Von V3.0 (LFP 12 V1.0) auf V4.0 (LFP 12 V3.0): öffentliches Interesse

Von V4.0 (LFP 12 V3.0) auf V5.0 (LFP 13 V1.0): Fertigstellung, Projektstatus

Projektnummer:	2013 / 1 Neuantrag	
Projektname:	Adaptierung der Station St. Margarethen	
Projektträger:	GCA	Fertigstellung: 12/2015
Version:	1.0	Stand vom: 20.08.2013
Projektziel:	Ermöglichung von höheren Abnahmen im nachgelagerten Netz der TAG Station St. Margarethen.	
Besonders zu beachten:		
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>	
Technische Daten:	Messbereich: 3.500 Nm ³ /h bei ca. 65 barg bis 45.000 Nm ³ /h bei 50 barg	
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: ██████████ [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber Ausbauschwelle: keine	
Projektstatus:	Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht.	
Versionsänderung:		

5 Zusammenfassung

5.1 Daten- und Prognosegrundlage

Die Langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilernetzes 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 TYNDP 2013 als Referenz benutzt. Eine Abstimmung mit der Langfristigen Planung des Stromübertragungsnetzes wurde durchgeführt. Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen Planung wurden mit den Marktteilnehmern in der Planungskonferenz am 26.6.2013 diskutiert. Im Anschluss an die Planungskonferenz wurden die Unterlagen zur LFP 2013 den Marktteilnehmern zur Konsultation unterbreitet. Die Rückmeldungen zum Konsultationsverfahren wurden gewürdigt und entsprechend in den Bericht aufgenommen.

Kennzeichnend für die Absatzprognose der LFP 2013 sind, geringe bzw. keine Steigerungsraten im Haushalts- und Gewerbebereich. Einige in früheren Jahren genannte und in den Prognosen (LFP 2007 - LFP 2012) berücksichtigte Industrieprojekte und Kraftwerksprojekte wurden zurückgenommen bzw. verschoben. Die Kraftwerksprojekte und die Speicherprojekte sind nach wie vor die höchsten Nachfrager nach zusätzlicher Transportleistung.

5.2 Analyseergebnis

Die Kapazitätsengpässe in der Steiermark und im südlichen Niederösterreich konnten durch die Errichtung der Südleitung behoben werden.

Durch die Erhöhung der Exit-Kapazität an den Kärntner Abzweigpunkten konnte der Kapazitätsengpass in Kärnten gelöst werden.

Durch die Errichtung der G00 122 von Schwechat nach Mannswörth und der Adaptierung der Messstation Mannswörth ist die Versorgung von Wien und der Raffinerie gesichert.

Die aktuellen Kapazitätsengpässe sind bereits aus früheren Langfristigen Planungen bekannt.

Solange die West 4 Leitung nicht fertiggestellt ist, können Kapazitätserweiterungsanträge für die Endkunden in Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg und für die Speicher in Oberösterreich nicht im vollen Umfang zugesagt werden.

Durch die bevorstehende Anbindung von den Speichern 7 Fields und Haidach wird der Exit Bedarf aus dem Verteilernetz in die Fernleitung steigen.

Eine Lösung zur Beseitigung der angespannten Drucksituation bei sehr hohen Absätzen in der Station Wilfleinsdorf wird im Herbst 2013 gemeinsam mit den betroffenen Netzbetreibern erarbeitet.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass alle derzeit zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden

können. Jedoch gibt es Kapazitätserweiterungsanträge, die aufgrund von Kapazitätsengpässen nicht zugesagt werden können.

5.3 Notwendige Maßnahmen

Wie in der letzten Langfristigen Planung wird auch in der Langfristigen Planung 2013 an dem Konzept für den Ausbau der Gasinfrastruktur, welche in der Feasibility Study 07 erarbeitet wurde, festgehalten.

Wichtigster Eckpfeiler der Langfristigen Planung 2013 ist es, die begonnenen Infrastrukturprojekte fertig umzusetzen:

- 2007/11 West 4 Leitung,
- 2008/1 Leitungssegment Puchkirchen - Friedburg/Haidach, HDL 100,
- 2010/3 Leitungssegment Zagling – Kühschinken, HDL 76
- 2011/5 Leitungssegment Friedburg - Speicher Haidach, HDL 100V

Für angefragte zusätzliche Leistungen wurden Projekte entwickelt, die, wenn die entsprechenden Ausbauschwellen erreicht sind, umgesetzt werden können.

- 2012/5 Druckerhebung Oberösterreich
- 2012/2 Reverseflow Auerstahl
- 2012/3 Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten

In der Langfristigen Planung 2013 wird ein neues Projekt eingereicht. Projekt 2013/1 „Adaptierung Station St. Margarethen“. Die Station kommt bei maximalem Winterabsatz an die Kapazitätsgrenze und muss grundlegend erweitert werden.

Das bereits in der FS07 diskutierte Projekt „Verdichterstation Kronstorf“ wird in der Langfristigen Planung 2013 nicht eingereicht, obwohl es zur Erfüllung aller Kapazitätserweiterungsanträge erforderlich wäre. Zwar können formal nicht alle Kapazitätserweiterungsanträge mit Standardkapazität zugesagt werden, aller Voraussicht nach werden alle tatsächlich nominierten Einspeicherungen, allenfalls mit geringen Einschränkungen, abgewickelt werden können. Die Verdichterstation würde nur für den absoluten Spitzenbedarf benötigt werden.

In der Langfristigen Planung 2013 wurden auch 3 Projekte zurückgezogen, da der erwartete Absatzbedarf aus heutiger Sicht nicht eintreten wird. Diese Projekte sind die Planung und Bauvorbereitungsprojekte für die Verlängerung der Südleitung nach Kärnten und die Leitung Velm-Wilfleinsdorf. Weiters wurde das Projekt „Leitungssegment Gratkorn – Werndorf“ zurückgezogen, da das Projekt Kraftwerk Graz eingestellt wurde.

Nicht als Projekt der Langfristigen Planung wird das Pressure Service Agreement auf der WAG mit den Netzbetreibern der MEGAL eingereicht. Dennoch weist die AGGM darauf hin, dass das PSA bis zur Fertigstellung der Westleitung jedenfalls erforderlich ist, und ab Fertigstellung der Westleitung für Notfälle benötigt wird.

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
barg	Bar Überdruck
BGG	Betriebs- u. Geschäftsgeheimnis
BOG	Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs GmbH
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
EGS	E.ON Gas Storage GmbH
FID	Final Investment Decission
FS07	Feasibility Study 07
FZK	Frei Zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GRIP	Gas Regional Investment Plan
GSG	Gasnetz Steiermark GmbH
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)
OÖFNG	Oberösterreichische Ferngas Netz GmbH
OGSA	OMV Gas Storage Austria GmbH
PVS	Primärverteilssystem (PVS1 = Fernleitung, PVS2 = Verteilerleitungen)
RAG	RAG Rohöl-Aufsuchungs Aktiengesellschaft
RAG ES	RAG Energy Storage GmbH
TAG	Trans Austria Gasleitung
TGL	Tauerngasleitung
TYNDP	Ten Year Network Develoment Plan
VG_MAX	Absatzmodell Verteilergebietsmaximum
WAG	West Austria Gasleitung

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	In der LFP 2013 berücksichtigte Kraftwerksleistungen.....	9
Tabelle 2:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2012.....	15
Tabelle 3:	Kapazitätsausweis 2014	22
Tabelle 4:	Berechnung des Infrastrukturstandards für das Marktgebiet Ost.....	23
Tabelle 5:	Kapazitätserweiterungsanträge.....	28
Tabelle 6:	Netzausbaumaßnahmen.....	29
Tabelle 7:	Leistung der Leitungsanlagen und zu deckender Bedarf.....	30
Tabelle 8:	Entry-Kapazitäten für die Speicher in Oberösterreich und erforderliche Projekte.....	34
Tabelle 9:	Exit-Kapazitäten für die Speicher in Oberösterreich und erforderliche Projekte.....	36
Tabelle 10:	Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Szenarioübersicht	40
Tabelle 11:	Fortführung von bereits genehmigten Projekten.....	44
Tabelle 12:	Genehmigte Projekte mit Abänderungsanträgen, zurückgestellte Projekte und neue Projektanträge	54

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Prognose der maximalen Stundenleistung und Verbrauch im Verteilerg Gebiet Ost	11
Diagramm 2:	Prognose der maximalen Stundenleistung im Verteilerg Gebiet Ost.....	11
Diagramm 3:	Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Exit Potential OÖ Speicher 2015 im Vergleich mit der tatsächlichen Nutzung im Gasjahr 2012.....	41
Diagramm 4:	Pre-Feasibility Study: „Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich“: Exit Potential OÖ Speicher 2015 im Vergleich mit der tatsächlichen Nutzung im Gasjahr 2011	41

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Leitungsschema Projekt 2009/2	32
Abbildung 2:	Anbindung der Speicher 7 Fields und Haidach	37