



Koordinierter
Netzentwicklungsplan 2014 – 2023



**GAS CONNECT
AUSTRIA**

Inhalt

1	Vorwort	3
2	Prozessbeschreibung	4
3	Einleitung	5
4	Transitmarkt Österreich	6
5	Infrastrukturprojekte	10
5.1	Projekte mit finaler Investitionsentscheidung	10
5.2	Projekte ohne finaler Investitionsentscheidung	11
5.2.1	Primärdaten	11
5.2.2	Sekundärdaten	11
5.3	Berücksichtigung von Projekten mit und ohne finaler Investitionsentscheidung	13
6	Netzentwicklungsplan Gas Connect Austria GmbH	14
6.1	Marktdatenerhebung	14
6.1.1	Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte	14
6.1.2	Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP	15
6.1.3	Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten ohne Zugang zum VHP	18
6.2	Analyse des Kapazitätsbedarfs mit Zugang zum VHP	18
6.2.1	Analyse 7Fields	19
6.2.1.1	Flussszenario	21
6.2.1.2	Technische Machbarkeit	21
6.2.2	Analyse Überackern SUDAL/ABG inklusive 7Fields	21
6.2.2.1	Flussszenario	23
6.2.2.2	Technische Machbarkeit	23
6.2.3	Detailanalyse Mosonmagyaróvár I	24
6.2.4	Detailanalyse Mosonmagyaróvár II	25
7	Netzentwicklungsplan Baumgarten-Oberkappel-Gasleitungsgesellschaft m.b.H.	27
7.1	Status Quo und verfügbare Kapazitäten	27
7.1.1	Gebündelte Kapazitäten	28
7.1.2	Oberkappel	28
7.2	Buchungslage – neues Marktmodell	33
7.3	Marktbefragung und Weiterentwicklung des WAG Systems	35
7.3.1	Transit	35
7.3.2	Inlandsversorgung	37

8	Netzentwicklungsplan Trans Austria Gasleitung GmbH	39
8.1	Marktumfrage mit den Netzbenutzern.....	39
8.2	Entwicklungsszenario des TAG Pipeline Systems 2014-2023	40
8.2.1	Einspeisepunkt Baumgarten.....	40
8.2.2	Ausspeisepunkt Arnoldstein	41
8.2.3	Marktumfrage.....	41
8.3	Auswertung und Prognose für den Zeitraum 2014 – 2023	42
9	Netzentwicklungsplan Tauerngasleitung GmbH	43
9.1	Status Quo der Tauerngasleitung GmbH	43
9.2	Ein- und Ausspeisepunkte der Tauerngasleitung	43
9.3	Prognostizierter Kapazitätsbedarf gemäß Markterhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten der Tauerngasleitung GmbH.....	44
9.4	Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Ein- und Ausspeisepunkten.....	46
10	Projekte.....	47
10.1	Monitoring bereits abgeschlossener Projekte	47
10.2	Monitoring bereits genehmigter Projekte.....	48
10.3	Projektanträge	50
11	Zusammenfassung und Ausblick.....	53
12	Abkürzungsverzeichnis.....	55
13	Abbildungsverzeichnis	56
14	Tabellenverzeichnis	57
15	Anhang	58

1 Vorwort

GCA in der Rolle als MGM ist der Verpflichtung des GWG 2011 im Zusammenhang mit dem Planungsprozess nachgekommen, und hat in Kooperation mit den österreichischen FNB unter Einbindung der LFP den KNEP für den Planungszeitraum 2014 - 2023 gemäß § 14 Abs 1 Z 7 GWG erstellt.

Auf europäischer Ebene haben sich die FNB als ENTSOG organisiert, um die Marktintegration voranzutreiben. Eine der zentralen Aufgaben von ENTSOG ist die Erstellung eines TYNDP. Dieser Plan erscheint alle 2 Jahre (aktuelle Version TYNDP 2012) und spiegelt auf europäischer Ebene den Top-down Ansatz der Planung wider. Dies erfordert eine Koordination von FNB auf europäischer Ebene unter besonderer Berücksichtigung von Transitländern, da der Plan im speziellen die grenzquerenden Punkte und die diesbezüglichen Kapazitätserfordernisse an diesen Punkten zum Inhalt hat.

Die Notwendigkeit einer nationalen Kooperation basiert nicht nur auf der Dynamik des Gasmarkts, sondern insbesondere auf der gesetzlichen Vorgabe des § 63 Abs 3 und 4 GWG 2011. Die Pflichten des MGM den KNEP zu erstellen (§ 14 Abs 1 Z 7 GWG 2011), sowie die Pflichten der FNB hierfür ihre jährlichen NEPs zur Verfügung zu stellen (§ 62 Abs 1 Z 20 GWG 2011) und bei der Erstellung des KNEP mitzuwirken, sind gesetzlich verankert und können daher als Bottom-up Ansatz bezeichnet werden. Die Erstellung dieses KNEP beruht auf Basis der NEPs der operativ tätigen FNB BOG, TAG und GCA, dem NEP des FNB TGL (TGL verfügt aktuell über kein bestehendes Leitungssystem), sowie auf den von GCA als MGM gesammelten und von den Marktteilnehmern, Projektträgern und Stakeholdern angeforderten Daten und Informationen.

Der KNEP dient dazu, den Marktteilnehmern Angaben darüber zu liefern, welche wichtigen Infrastrukturprojekte in den nächsten zehn Jahren erweitert oder errichtet werden müssen. Er gibt sowohl einen Überblick über alle bereits beschlossenen Investitionen, die in den nächsten zehn Jahren durchgeführt werden müssen, wie auch einen Überblick über alle Investitionsprojekte der FNB und Projektgesellschaften samt Angaben zu den Zeitplänen.

Die operativen österreichischen FNB BOG, TAG und GCA stellen im KNEP ihren Stakeholdern die Ergebnisse der von ihnen initiierten Markterhebungen bzw. Bedarfsprognosen zur Verfügung. Von diesen Bedarfserhebungen leiten sich die geplanten nationalen sowie grenzüberschreitenden Netzausbauüberlegungen ab, deren technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen durch die FNB untersucht wird. Der MGM führt die übermittelten Netzentwicklungspläne der FNB in seiner koordinierenden Funktion zusammen. Die FNB legen Ihre geplanten Projekte im Zuge der Einreichung des KNEP bei der Behörde zur Genehmigung vor.

Der vorliegende KNEP stellt die zweite Ausgabe dar und bildet die inhaltliche Basis für folgende KNEPs. Das Format und die Zusammenstellung der Inhalte werden dabei kontinuierlich weiterentwickelt.

Der MGM ist diesbezüglich offen für Kommentare, Vorschläge und Feedback, die an die E-Mail Adresse marktgebietsmanager@gasconnect.at geschickt werden können.

2 Prozessbeschreibung

Mit Genehmigung des KNEP 2013 – 2022 am 11. Januar 2013 wurde der Planungsprozess für den KNEP 2014 – 2023 gestartet. Der MGM hat in Koordination mit dem VGM einen Zeitplan erstellt, um die Meilensteine der Erstellung der LFP des Verteilergebiets bzw. des KNEP 2014 - 2023 aufeinander abzustimmen.

Im Zeitraum von 22. Februar 2013 bis 14. März 2013 haben die drei operativen FNB des Marktgebietes Ost BOG, TAG und GCA eine Kapazitätsdatenerhebung durchgeführt. Die Kapazitätsdatenerhebung wurde an den aktuellen Kundenkreis der FNB versandt, sowie auf den jeweiligen Websites publiziert um allen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben bei der Kapazitätsdatenerhebung teilzunehmen. Die Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit Ihre Kapazitätsbedarfe pro Kalenderjahr im Planungszeitraum 2014 – 2023 anzugeben. Da die Kapazitätsdatenerhebung aus projekterminlichen Gründen vor der diesjährigen Jahresauktion (06. Mai 2013) stattgefunden hatte, wurde die im Zuge der Jahresauktion kontrahierte Kapazität nicht in die Datenbasis aufgenommen. Aufgrund der Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebungen hat der MGM in Zusammenarbeit mit den FNB und unter der Mitarbeit des VGM Flussszenarien erstellt und diese am 22. April 2013 gesammelt an die FNB zur weiteren Analyse in den NEPs übermittelt. Die jeweiligen Ergebnisse der Kapazitätsdatenerhebung bilden zusammen mit den definierten Flussszenarien die Basis für die NEPs der FNB. Die NEPs wurden bis 12. Juni 2013 an den MGM übermittelt. Der MGM hat die übermittelten NEPs in der Konsultationsversion des KNEP 2014 – 2023 zusammengeführt.

Diese wurde am 01. Juli 2013 zur Konsultation auf der Website des MGM zur Verfügung gestellt. Von 01. Juli 2013 – 15. Juli 2013 wurde der KNEP 2014 – 2023 konsultiert und die Marktteilnehmer hatten die Möglichkeit, eine schriftliche Stellungnahme abzugeben. Am 22. Juli 2013 wurden die Marktteilnehmer zu einer „Stakeholder Joint Working Session“ eingeladen um zu ihrer Erwartungshaltung hinsichtlich des KNEP, zum Erstellungsprozess und zu dessen Inhalt Stellung zu nehmen. Die NEPs der FNB wurden aufgrund der erhaltenen inhaltlichen Stellungnahmen der Marktteilnehmer und der ECA aktualisiert, diese wurden am 20. September 2013 dem MGM zur Verfügung gestellt um die finale Version des KNEP 2014 - 2023 zu erstellen. Der MGM hat am 27. September die finale Version des KNEP 2014 - 2023 den FNB für Übermittlung für die behördliche Konsultation am 30. September 2013 zur Verfügung gestellt.

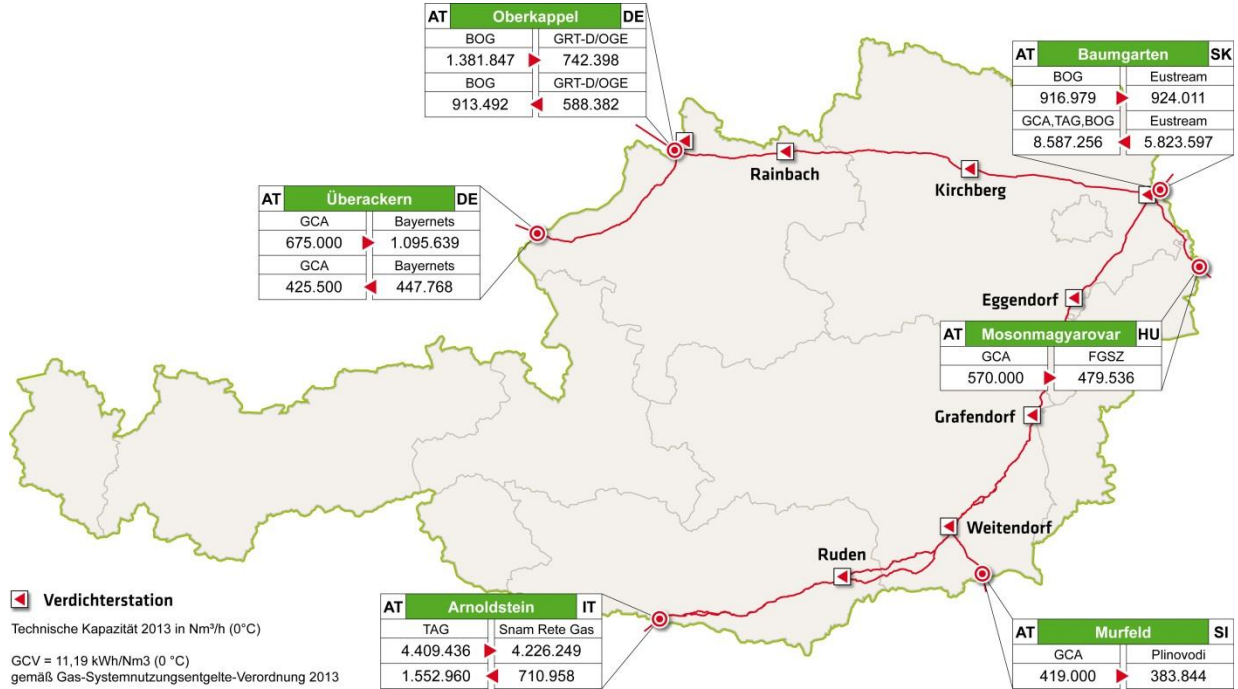
3 Einleitung

Der KNEP gibt Auskunft über spezifische nationale sowie grenzüberschreitende Investitionsprojekte im österreichischen Gasmarkt, bezogen auf das Fernleitungsnetzsystem des österreichischen Marktgebiets Ost. Er wurde in Zusammenarbeit mit allen österreichischen FNB, mit Projektgesellschaften sowie unter Berücksichtigung der LFP erstellt. Obwohl Österreich im europäischen Vergleich ein Transitland ist, spielt auf nationaler Ebene der Inlandsverbrauch ebenfalls eine wichtige Rolle. Deshalb profitiert der KNEP auch von Synergien durch die Einbindung der LFP.


Das Ziel des KNEP ist es, dem Markt einen informativen Ausblick über den zukünftigen Netzausbau zu geben. Im Aufbau orientiert sich der KNEP an den europäischen Planungsvorlagen wie dem GRIP sowie dem TYNDP. Stakeholder sollen insbesondere vom KNEP profitieren, nicht nur um zukünftige Infrastrukturprojekte abschätzen zu können, sondern auch um einen Anhaltspunkt hinsichtlich der Marktintegration und Versorgungssicherheit Österreichs zu haben.

Die österreichischen FNB sowie Projektgesellschaften arbeiten aktiv an neuen Ausbaumaßnahmen, um neue Routen und Versorgungsquellen zu erschließen, die Marktintegration voranzutreiben und ein hohes Niveau an Versorgungssicherheit zu schaffen. Entsprechende in diesem KNEP beschriebene Projekte dokumentieren die diesbezüglichen Anstrengungen.

4 Transitmarkt Österreich



Quelle: Website FNB, 30.10.2013

Aktuelle Gas Infrastruktur	
Anzahl der FNB/Projektgesellschaften	6
Gesamtlänge der Fernleitungsnetzwerke	ca. 1.600 km
Gesamte Kompressorleistung	621 MW
Punkte und technische Daten des österreichischen Fernleitungssystems	
	Physische Einspeisepunkte: <ul style="list-style-type: none"> - Baumgarten GCA (Grenze Slowakei) - Überackern ABG (Grenze Deutschland) - Überackern SUDAL (Grenze Deutschland) - 7Fields
	Physische Auspeisepunkte: <ul style="list-style-type: none"> - Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) - Überackern ABG (Grenze Deutschland) - Überackern SUDAL (Grenze Deutschland) - Murfeld (Grenze Slowenien) - Petrzalka (Grenze Slowakei) - 7Fields
	Nicht-Physische Einspeisepunkte: <ul style="list-style-type: none"> - Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn) - Murfeld (Grenze Slowenien) - Petrzalka (Grenze Slowakei)

	<p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 170 km Betrieben: ca. 1.600 km</p> <p><u>Gesamte Kompressoren Leistung</u> 40 MW</p> <p><u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2012: 93.882 GWh</p>
	<p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Baumgarten BOG - Oberkappel - MAB/WAG <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Baumgarten BOG - Oberkappel - MAB/WAG <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 383,5 km</p> <p><u>Gesamte Kompressoren Leistung</u> 106 MW</p> <p><u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2012:134.843 GWh</p>
 Trans Austria Gasleitung GmbH	<p><u>Physische Einspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Baumgarten TAG - Arnoldstein <p><u>Physische Ausspeisepunkte:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> - Arnoldstein <p><u>Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:</u> 1.140 Km</p> <p><u>Gesamte Kompressoren Leistung</u> 475 MW</p> <p><u>Gesamte Transportierte Energie (Gas)</u> 2012: 280.799 GWh/a</p>
Physische Hubs und virtuelle Handelspunkte	CEGH
Anzahl der Bilanzzonen	1 (Marktgebiet Ost)

Nachfrage																																																										
Historische jährliche Gasnachfrage des nationalen Marktes (Endkonsumenten)	2012: 91.204 GWh 2011: 95.634 GWh 2010: 102.016 GWh 2009: 91.542 GWh 2008: 93.228 GWh																																																									
Netzwerk Überblick																																																										
<p>Österreich ist ein Transitland für Erdgas nach Europa. Die hauptsächlichen Empfänger sind Deutschland beziehungsweise Westeuropa (verbunden über die Punkte Oberkappel und Überackern ABG und SUDAL), Italien, Slowenien und Kroatien (versorgt über die Punkte Arnoldstein, respektive Murfeld) und Ungarn (verbunden über den Punkt Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár). Mit 01. Januar 2013 wurde in Österreich ein neues Marktmodell eingeführt, das von einem „Punkt-zu-Punkt“ basierten System in ein Entry/Exit Modell überführt wurde. Darüber hinaus werden Kapazitäten, die zuvor „First-Come-First-Served“ vergeben wurden, seit 01. April 2013 über die europäische Auktionsplattform PRISMA Primary gemäß CAM Network Code auktioniert. FZK, DZK und UK stellen die geänderten Produktqualitäten am österreichischen Transitmarkt dar.</p>																																																										
Infrastrukturstandard - Versorgungssicherheit																																																										
<p>Der Infrastrukturstandard legt fest, dass die Kapazität im Betrachtungsraum (Marktgebiet Ost in Österreich) so ausgerichtet sein muss, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Infrastruktur (Baumgarten) gedeckt werden kann.</p> <p>Laut SoS Verordnung muss das Ergebnis der in Tabelle 1 angeführten Berechnung über 100% liegen. Aus dem gesetzlichen Auftrag haben der MGM (§ 63 (4) Z. 4 GWG 2011) und der VGM (§ 22 (1) Z. 3 GWG 2011) die Daten zur Berechnung des Infrastrukturstandards N-1 wie folgt aktualisiert:</p>																																																										
Tabelle 1: N-1 ¹ Berechnung Marktgebiet Ost																																																										
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Anlagenbezeichnung</th> <th>Technische Kapazität (Mio.m³/T)</th> <th>Definition, Erklärungen, Quellenangabe</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Epm</td> <td>277,1</td> <td>technische Kapazität von Einspeisepunkten</td> </tr> <tr> <td>Baumgarten</td> <td>206,6</td> <td>GCA, BOG, TAG</td> </tr> <tr> <td>Oberkappel</td> <td>22,2</td> <td>BOG</td> </tr> <tr> <td>Überackern</td> <td>10,2</td> <td>GCA</td> </tr> <tr> <td>Arnoldstein</td> <td>37</td> <td>TAG</td> </tr> <tr> <td>Freilassing&Laa/ Thaya</td> <td>0,9</td> <td>AGGM</td> </tr> <tr> <td>Pm</td> <td>5,7</td> <td>max. Technische Produktionskapazität</td> </tr> <tr> <td>Produktion OMV</td> <td>4,6</td> <td>AGGM</td> </tr> <tr> <td>Produktion RAG</td> <td>1,1</td> <td>AGGM</td> </tr> <tr> <td>Sm</td> <td>44,6</td> <td>maximale technische Ausspeisekapazität</td> </tr> <tr> <td>Speicher OMV</td> <td>31,2</td> <td>AGGM</td> </tr> <tr> <td>Speicher RAG</td> <td>13,4</td> <td>AGGM</td> </tr> <tr> <td>7Fields FL</td> <td>*</td> <td>GCA</td> </tr> <tr> <td>7Fields VL</td> <td>0</td> <td>AGGM</td> </tr> <tr> <td>Haidach VL</td> <td>0</td> <td>AGGM</td> </tr> <tr> <td>LNGm</td> <td>0</td> <td>Liquified Natural Gas, für Österreich irrelevant</td> </tr> <tr> <td>Im</td> <td>206,6</td> <td>Technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur, im Falle Österreichs: Baumgarten</td> </tr> <tr> <td>Dmax</td> <td>51,8</td> <td>Gesamte tägliche Gasnachfrage im analysierten Gebiet während eines Tages bei hoher Nachfrage, mit statistischer Wahrscheinlichkeit alle 20 Jahre (Marktgebiet Ost, 07.05.2013, AGGM)</td> </tr> </tbody> </table>	Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio.m ³ /T)	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	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 (Marktgebiet Ost, 07.05.2013, AGGM)	$N - 1 [\%] = \frac{EPm + Pm + Sm + LNGm - Im}{Dmax}$ <p>N - 1 [%] = 233 N - 1 ≥ 100</p>
Anlagenbezeichnung	Technische Kapazität (Mio.m ³ /T)	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	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 (Marktgebiet Ost, 07.05.2013, AGGM)																																																								

¹ Der berechnete N-1 Wert würde sich bei Berücksichtigung des Anschlusses der slowakischen Speicher an das Marktgebiet Ost durch die Kapazitäten der MAB noch zusätzlich erhöhen.

Der Infrastrukturstandard im Marktgebiet Ost beträgt 233%. Der hohe N-1-Wert ergibt sich unter anderem aus der historischen Rolle Österreichs als Import- und Transitland für russisches Gas in die EU, sowie aus der weiter oben erwähnten hohen Speicherkapazität. Darüber hinaus bescheinigt das überdurchschnittliche Ergebnis eine hohe Versorgungssicherheit Österreichs, sowie den Beitrag Österreichs zur Versorgungssicherheit der angrenzenden Länder. Da sich durch zusätzliche Investitionen die Versorgungssicherheit von Österreich allenfalls verbessern würde, ist eine Verschlechterung des N-1 Standards im Planungshorizont 2014 – 2023 nicht zu erwarten.

5 Infrastrukturprojekte

In Anbetracht ihrer für die europäische Gasversorgung entscheidenden Rolle haben die österreichischen FNB intensiv zusammen gearbeitet, um die Versorgungssicherheit des Inlandsbedarfs und der angrenzenden Länder zu gewährleisten. Projektgesellschaften tragen im Rahmen der laufenden Projekte ebenfalls wesentlich zur Marktintegration und Diversifizierung der Transportrouten bei.

Bei der Erstellung des KNEP verfolgen die FNB und Projektgesellschaften das Ziel, den Stakeholdern einen fundierten Überblick über die Infrastrukturpläne zu geben und ihre Projekte im Hinblick auf die Markterfordernisse mit Berücksichtigung der gesetzlichen Vorgaben zu koordinieren. Nach europäischem Vorbild wurden auch die Ausbaupläne der Projektgesellschaften in den KNEP aufgenommen, da diese in höchstem Maß relevant für die Gasinfrastruktur Österreichs sind.

Die in Kapitel 5.1 dargestellten Projektdaten wurden durch eine schriftliche Aufforderung des MGMs, sowie durch eine Publikation der Projektdatenerhebung auf der Website des MGM generiert. Österreichische FNB und Projektgesellschaften wurden gebeten, aktuelle Daten zu den jeweiligen Infrastrukturprojekten zu übermitteln. Unter den angeschriebenen Projektgesellschaften befinden sich unter anderem NABUCCO Gas Pipeline International GmbH und South Stream Austria GmbH. Für den Fall, dass keine Daten übermittelt wurden, wurde angenommen, dass sich die Daten aus dem GRIP und TYNDP nicht geändert haben und daher auch für den KNEP 2014 - 2023 unverändert Gültigkeit besitzen.

5.1 Projekte mit finaler Investitionsentscheidung

Folgende Projekte wurden von den jeweiligen Projektspensoren direkt im Rahmen der Projektdatenerhebung an den Marktgebietsmanager übermittelt:

Fernleitungen					
Name	Kapazität (GWh/Tag)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektspensoren	Kommentare	Datenquelle
G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten	537,12	09/2015	Gas Connect Austria GmbH	Ziel des Projektes ist es, eine physikalische Verbindung in Baumgarten zu schaffen, welche es ermöglicht, die Kapazitäten vom Verteilernetz kommend via Gasleitung G00.040 über das Netz in Baumgarten in Richtung Fernleitungen (TAG, WAG und HAG) unverdichtet zu transportieren. (vgl. KNEP 2013 – 2022)	Gas Connect Austria GmbH

5.2 Projekte ohne finaler Investitionsentscheidung

5.2.1 Primärdaten

Folgende Projekte wurden von den jeweiligen Projektspensoren direkt im Rahmen der Projektdatenerhebung an den Marktgebietsmanager übermittelt:

Fernleitungen					
Name	Kapazität (GWh/Tag)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektsponsoren	Kommentare	Datenquelle
Bidirectional Austrian – Czech Interconnection*	255,13	2019	Gas Connect Austria GmbH; Net4Gas	Die technische Stundenrate wird zwischen 8,4 GWh/h und 10,6 GWh/h geplant.	Gas Connect Austria GmbH
Connection to Oberkappel*	55-111	2018-2022	NET4GAS s.r.o.	Die technischen Spezifikationen der Pipeline hängen vom finalen Verlauf der Route ab.	Net4Gas s.r.o
Tauerngasleitung Gas Pipeline Project*	27,88	Q4 2018	E.ON Global Commodities limited Energie AG, Salzburg AG, RAG, KELAG, TIGAS	Verbindung Deutschland-Österreich-Italien/Slowenien; Verbindungen zu/über Austrian-Bavarian-Gasline (ABG), Penta West/Monaco-Leitung, Snam Rete Gas und Plionvodi; bidirektional Befindet sich in der Genehmigungsphase, TEN-E Förderungen wurden genehmigt und werden in Anspruch genommen [enthalten als non FID project in ENTSO-G TYNDP 2013-2022; GRIP CEE (Annex B); TGL GmbH [TYNDP 2013 – 2022]	Tauerngasleitung GmbH

* genauere Informationen im Anhang

5.2.2 Sekundärdaten

Folgende Projekte wurden vom Marktgebietsmanager aus bereits publizierten Dokumenten zusammengestellt, um all jene Projekte zu dokumentieren, die in direktem sowie indirektem Zusammenhang mit dem österreichischen Marktgebiet stehen:

Fernleitungen					
Name	Kapazität (GWh/Tag)	Voraussichtliche Inbetriebnahme	Projektsponsoren	Kommentare	Datenquelle
NABUCCO Gas Pipeline Project	300-700	2019	BOTAS Boru Harlari ile Petrol Tasi-	NABUCCO West ist das Referenzprojekt im südlichen Gas-korridor und wird die Vernet-	TYNDP 2013 - 2022

(“NABUCCO West”) ²			ma AS, S.N.T.G.N. TRANSGAZ S.A., BULGARIAN ENERGY HOLDING EAD, OMV Gas & Power GmbH, FGSZ Földgázcserélő Zártkörűen Működő Részvénytársaság	zung und Diversifizierung im europäischen Gasmarkt verbessern, indem die Gastransportnetze auf dem Balkan, in den südosteuropäischen Ländern sowie in den west- und zentraleuropäischen Ländern mit einem liquiden Erdgasmarkt in Baumgarten verbunden werden. NABUCCO West soll an der türkisch-bulgarischen Grenze beginnen, durch Bulgarien, Rumänien und Ungarn verlaufen und an der zentraleuropäischen Erdgas-Drehscheibe in Baumgarten, Österreich, enden. Die Kapazität der Pipeline mit 48 Zoll Durchmesser und einer Länge von 1.329 km ist zwischen 10 und 23 bcm (Milliarden Kubikmeter) skalierbar.	
South Stream Pipeline Project	54,79	-	South Stream Austria GmbH	South Stream ist ein transnationales Gaspipelineprojekt unter der Leitung von Gazprom um die Versorgungsleitungen zu diversifizieren. Baubeginn für den Offshore-Teil im Schwarzen Meer ist Ende 2012. Zur Errichtung der österreichischen Sektion wurde ein Joint Venture zwischen Gazprom und OMV gegründet. [KNEP 2013 – 2022]	TYNDP 2013 - 2022
Monaco-Leitung (1. Bauabschnitt)	779	Q3 2017	Netzgebiete bayernets/ OGE	Bei der MONACO-Leitung handelt es sich um die Planung einer Gashochdruckleitung von Burghausen nach Amerdingen (Grenze zu Baden-Württemberg). Aktuell wird das Planfeststellungsverfahren für den 1. Bauabschnitt von Burghausen zum Netzknoten Finsing (bei München) vorbereitet.	Netzentwicklungsplan Gas 2012
Monaco Leitung (2. Bauabschnitt Finsing - Amerdingen)	-	-	Netzgebiete bayernets/ OGE	Kraftwerke Burghausen, Irching 4. Erhöhung der Überspeisekapazität OGE mit bayernets Speicher Haidach / 7Fields, Haiming. Monaco 2. BA: Machbarkeitsstudie Abgeschlossen.	Netzentwicklungsplan Gas 2012

² Das Projekt NABUCCO Gas Pipeline Project (“NABUCCO West”) befindet sich nicht mehr in Umsetzung.

5.3 Berücksichtigung von Projekten mit und ohne finaler Investitionsentscheidung

Die Projekte mit und ohne finaler Investitionsentscheidung sind in Kapitel 5.1 und 5.2 aufgelistet und nach Datenquellen unterteilt. Im aktuellen KNEP wurden die Projekte in den Fluss Szenarien, die der Marktgebietsmanager in Kooperation mit den operativen FNB erstellt hat, nicht berücksichtigt. Zukünftig werden Projekte mit finaler Investitionsentscheidung in die Fluss Szenarienanalyse aufgenommen sofern der Routenverlauf des Projekts bereits definiert ist und im Zuge der Projektdatenerhebung direkt an den Marktgebietsmanager übermittelt wird, oder öffentlich verfügbar ist. Die Abbildung potenzieller zusätzlicher Kapazitäten durch Projekte ohne finale Investitionsentscheidung in der Fluss Szenarienanalyse kann durch unverbindliche Einmeldung der prognostizierten Kapazitätsdaten im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung der FNB Berücksichtigung finden. Die nächste Möglichkeit, entsprechende Kapazitätsdaten einzumelden, wird im Prozess der Erstellung des KNEP 2015 – 2024 zeitnah an die Projekt Sponsoren kommuniziert, sowie zusätzlich auf der Website des Marktgebietsmanagers veröffentlicht.

6 Netzentwicklungsplan Gas Connect Austria GmbH

Die ersten Erfahrungen im neuen Marktmodell zeigen eine tendenzielle Änderung des Kapazitätsbuchungsverhaltens. Seit der Systemumstellung werden überwiegend kurzfristige Produkte nachgefragt. Insgesamt haben sich die kurzfristigen Kapazitätsbuchungen im ersten Quartal 2013 im Vergleich zum ersten Quartal 2012 verachtfacht. Darüber hinaus zeigen die ersten Erfahrungen aus den Auktionen der kurz- und langfristigen Kapazitätsprodukte, dass der Startpreis der Auktionen den markträumenden Preis darstellt und sich daher aus den Auktionsergebnissen keine Engpässe ableiten lassen. GCA ist Gesellschafter der europäischen Auktionsplattform von PRISMA primary und hat maßgeblich dazu beigetragen, diese zeitgerecht und erfolgreich am österreichischen Markt einzuführen.

Das übergeordnete Ziel von GCA ist es, die Kundenwünsche bestmöglich zu erfüllen und somit die Servicequalität kontinuierlich zu verbessern. Ein maßgeblicher Faktor dafür, ist die Schaffung eines größtmöglichen Angebots von Kapazität in der bestmöglichen Qualität im Rahmen der technischen Möglichkeit und Wirtschaftlichkeit.

6.1 Marktdatenerhebung

GCA hat im Zuge der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2013 eine unverbindliche Kapazitätsdatenerhebung über den gesamten Planungshorizont 2014 -2023 von 22.02.2013 bis 08.03.2013 durchgeführt. Um ein größtmögliches Maß an Transparenz zu gewährleisten, wurde die Datenerhebung an den bestehenden Kundenkreis im Online Capacity Booking® Vermarktungssystem der GCA gesendet und auf der Homepage der GCA publiziert, um allen Marktteilnehmern die Möglichkeit zu geben, an der Kapazitätsdatenerhebung teilzunehmen. Neben dem zusätzlichen Kapazitätsbedarf mit Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt wurde der zusätzliche Bedarf für Kapazitäten ohne Zugang zum VHP im System der GCA in GWh/a erhoben.

An den Abzweigpunkten in das Verteilergelände sind im Betrachtungszeitraum 2014 – 2023 aktuell keine Einschränkungen erkennbar. Die Bedarfsentwicklung des Verteilergeländes wird aufmerksam beobachtet, um gegebenenfalls notwendige Maßnahmen vorausschauend planen zu können.

6.1.1 Einspeisepunkte und Ausspeisepunkte

Folgende Ein- und Ausspeisepunkte der GCA für Transporte mit und ohne Zugang zum VHP wurden in der Marktdatenerhebung dargestellt:

Kapazitätsbedarf mit Zugang zum VHP		
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte
Baumgarten GCA (Grenze Slowakei)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Murfeld (Grenze Slowenien)
Überackern SUDAL	Überackern SUDAL	Petrzalka

(Grenze Deutschland) 7Fields ³	(Grenze Deutschland) Murfeld (Grenze Slowenien) Petrzalka (Grenze Slowakei) 7Fields ⁴	(Grenze Slowakei)
--	---	-------------------

Kapazitätsbedarf ohne Zugang zum VHP	
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte
Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)
Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Überackern ABG (Grenze Deutschland)

Kapazität ohne Zugang zum VHP ist nur unterbrechbar in folgenden Ausprägungen laut Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 §3 (8) buchbar:

- Von ABG nach SUDAL: Einspeisepunkt Überackern ABG (Überackern SUDAL) und Ausspeisepunkt Überackern SUDAL (Überackern ABG)
- Von SUDAL nach ABG: Einspeisepunkt Überackern SUDAL (Überackern ABG und SUDAL) und Ausspeisepunkt Überackern ABG (Überackern SUDAL)

Im Sinne der Leserlichkeit werden die Kapazitätsdaten in Nm³/h dargestellt. Für die Umrechnung wurde der Brennwert 11,19 kWh/Nm³ (0°C) gemäß Gas-Systemnutzungsentgelte-Verordnung 2013 herangezogen. Für den angemeldeten Kapazitätsbedarf wird angenommen, dass dieser als garantierte Kapazität dargestellt werden soll.

6.1.2 Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten mit Zugang zum VHP

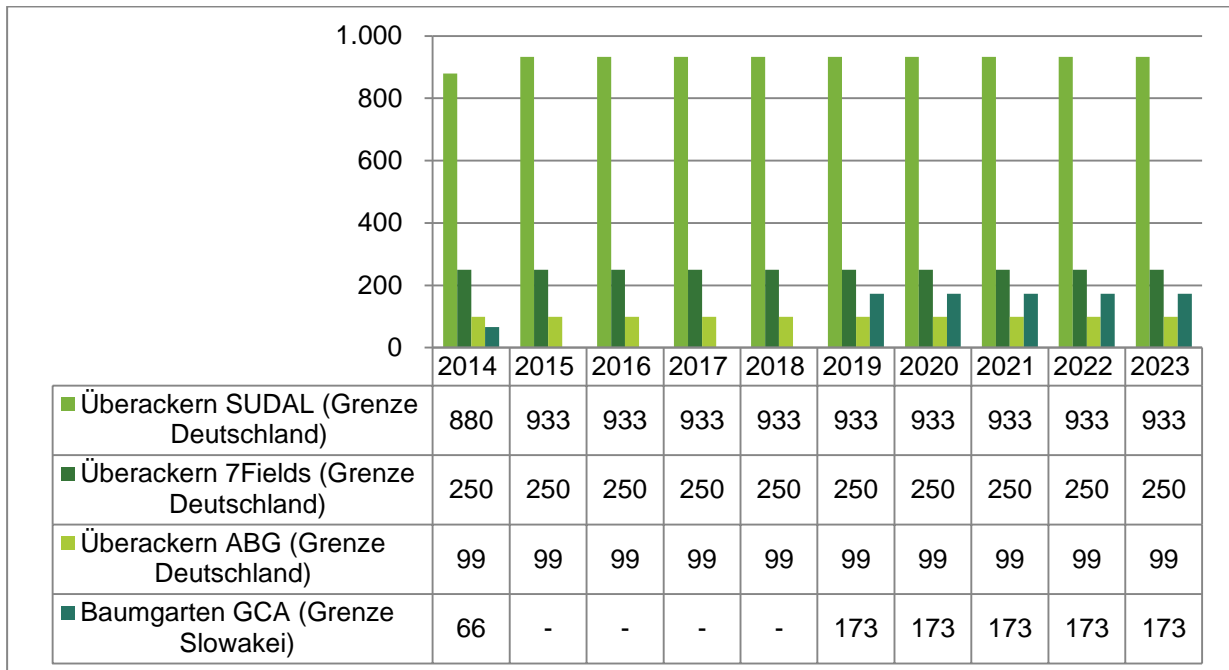
In Abbildung 1 ist der **Kapazitätsbedarf nach physischen Einspeisepunkten** grafisch dargestellt.

Es zeigt sich der mit Abstand höchste Kapazitätsbedarf am Einspeisepunkt Überackern SUDAL mit 879.759 Nm³/h im Jahr 2014 und 933.379 Nm³/h konstant über den restlichen Planungszeitraum. Am Speicherpunkt 7Fields wurde analog zum Vorjahr ein Kapazitätsbedarf von 250.000 Nm³/h angegeben. 99.464 Nm³/h sind konstant über den gesamten Planungszeitraum am Einspeisepunkt Überackern ABG angemeldet worden. Am Einspeisepunkt Baumgarten GCA wurde ein Kapazitätsbedarf von 65.827 Nm³/h im Jahr 2014 und 173.426 Nm³/h für die Zeitspanne 2019 – 2023 angegeben.

³ Physischer Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz der GCA aus dem Speicher 7Fields

⁴ Physischer Ausspeisepunkt aus dem Fernleitungsnetz der GCA in den Speicher 7Fields

Abbildung 1: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - **Physische Einspeisepunkte** (in 1.000 Nm³/h)



In Abbildung 2 ist der **Kapazitätsbedarf nach physischen Ausspeisepunkten** grafisch dargestellt.

Vergleichbar mit den Ergebnissen am physischen Einspeisepunkt wurde am korrespondierenden Ausspeisepunkt Überackern SUDAL der höchste Kapazitätsbedarf mit 797.096 Nm³/h im Zeitraum 2014 – 2018 und 970.522 Nm³/h im Zeitraum 2019 – 2023 angegeben. Am Ausspeisepunkt Überackern ABG wurde ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf von 358.052 Nm³/h im Zeitraum 2014 – 2023 angemeldet. Am Punkt 7Fields wurde die gleiche Menge korrespondierend zum Einspeisepunkt über den gesamten Planungszeitraum mit 250.000 Nm³/h am Ausspeisepunkt angegeben.

Auf die Gesamtheit der physischen Ausspeisepunkte gesehen, ergibt sich am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár mit 60.322 Nm³/h über den gesamten Planungszeitraum der geringste Mehrbedarf.

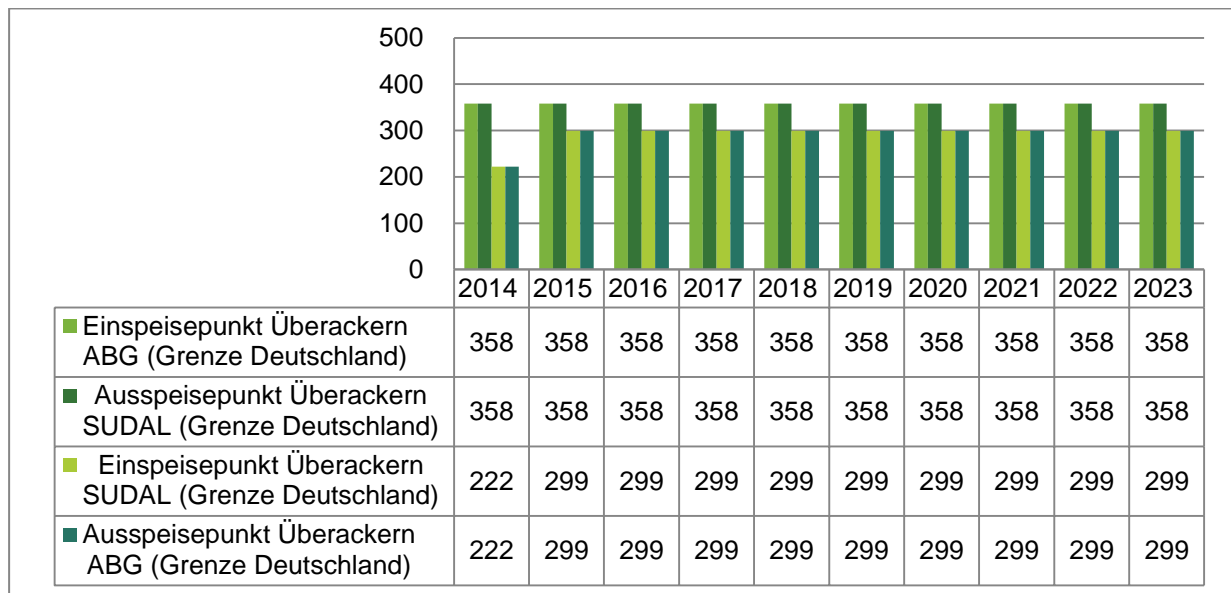
6.1.3 Angemeldeter Bedarf für Kapazitäten ohne Zugang zum VHP

In Abbildung 4 ist der prognostizierte Bedarf für Kapazitäten ohne Zugang zum VHP grafisch dargestellt.

Da Kapazitäten ohne Zugang zum VHP nur in den in Kapitel 6.1.1 beschriebenen Ausprägungen möglich sind, decken sich die angegebenen Kapazitätsbedarfe am Einspeisepunkt Überackern ABG und am Ausspeisepunkt Überackern SUDAL (ABG -> SUDAL) bzw. am Einspeisepunkt Überackern SUDAL und am Ausspeisepunkt Überackern ABG (SUDAL -> ABG).

Am Einspeisepunkt Überackern ABG und am Ausspeisepunkt Überackern SUDAL wurde ein Kapazitätsbedarf von 358.054 Nm³/h über den gesamten Planungshorizont angegeben. Im Jahr 2014 beträgt der Kapazitätsbedarf für den Einspeisepunkt Überackern SUDAL und den Ausspeisepunkt Überackern ABG 221.884 Nm³/h und im restlichen Planungshorizont 2015 – 2023 wurden konstant 299.415 Nm³/h angemeldet.

Abbildung 4: Prognostizierter Kapazitätsbedarf–Kapazitäten ohne Zugang zum VHP (in 1.000 Nm³/h)



Aktuell wird die Kapazität ohne Zugang zum VHP unterbrechbar angeboten. Die Ausbauswellen, die sich durch die Analyse von Szenarien 2 an den Ein-/Ausspeisepunkten Überackern SUDAL und ABG in Kapitel 6.2.2 ergeben, begünstigen jedenfalls das Angebot der Wheeling Kapazitäten. Die angestellte Analyse erfüllt sohin die Auflage im Spruchpunkt 4 des Bescheids V KNEP G 01/12.

6.2 Analyse des Kapazitätsbedarfs mit Zugang zum VHP

Die an den physischen und nicht-physischen Ein- und Ausspeisepunkten angegebenen Kapazitäten wurden hinsichtlich der Möglichkeit einer Deckung über den Planungshorizont untersucht. In diese Analyse wurden den angefragten zusätzlichen Kapazitäten an den physischen und nicht-physischen Ein- und Ausspeisepunkten, die korrespondierenden freien Kapazitäten zum Ende des Erhebungszeitraumes am 08. März 2013 gegenübergestellt. Der MGM hat aufgrund der Resultate der Kapazitätsdatenerhebung Flussszenarien in Abstimmung mit den FNB erstellt. Diese aus der Kapazitätsdatenerhebung abgeleiteten Szenarien bilden die Grundlage für die weitere Analyse. Bei einer identifizierten Unterde-

ckung wurde nach kurzfristiger bzw. langfristiger Unterdeckung differenziert und dahingehend auch die daraus ableitbaren Maßnahmen beschrieben.

An den unterhalb in grün markierten Ein- und Ausspeisepunkten kann der zusätzliche Kapazitätsbedarf bei Gegenüberstellung mit der freien bzw. technischen Kapazität gedeckt werden. An den rot markierten Ein- und Ausspeisepunkten kann der zusätzliche Kapazitätsbedarf bei Gegenüberstellung mit der freien bzw. technischen Kapazität zum jetzigen Zeitpunkt nicht gedeckt werden.

Die Marktdatenerhebung für Kapazitäten mit Zugang zum VHP kommt zu folgenden Ergebnissen:

Kapazitätsbedarf mit Zugang zum VHP		
Physische Einspeisepunkte	Physische Ausspeisepunkte	Nicht-Physische Einspeisepunkte
Baumgarten GCA (Grenze Slowakei)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)
Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	Murfeld (Grenze Slowenien)
Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	Petrzalka (Grenze Slowakei)
7Fields	Murfeld (Grenze Slowenien)	
	Petrzalka (Grenze Slowakei)	
	7Fields	

Für jene Ein- und Ausspeisepunkte, an denen sich durch die zusätzlich angefragte Kapazität eine Unterdeckung ergibt, erfolgt eine weitere Analyse von erforderlichen Maßnahmen hinsichtlich technischer Möglichkeit und Wirtschaftlichkeit in den folgenden Kapiteln.

6.2.1 Analyse 7Fields⁵

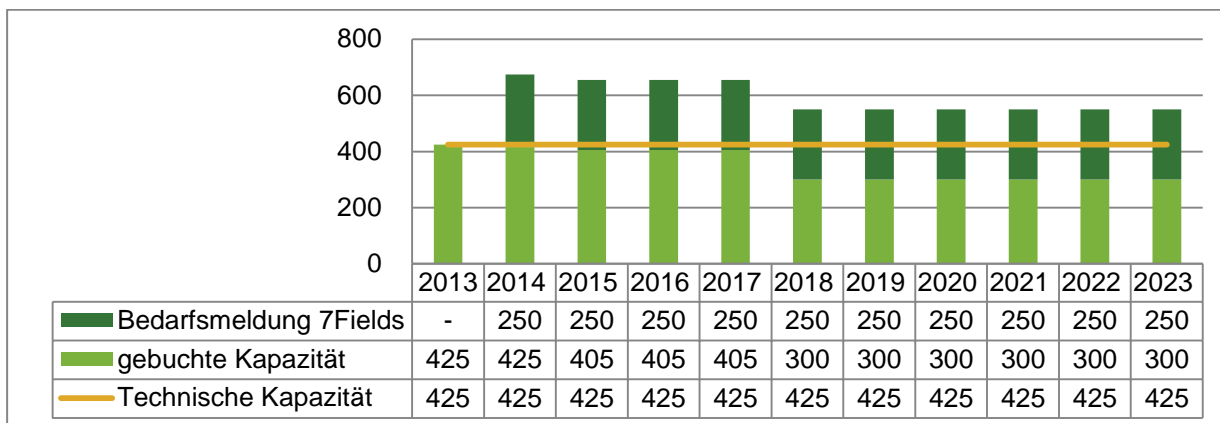
Bei 7Fields handelt es sich um einen Speicher, der von E.ON Gas Storage GmbH betrieben wird und an das Fernleitungssystem der GCA angeschlossen ist. Gemäß der Gas-Marktmodell-Verordnung 2012 ist es an diesem Punkt nur dem Speicherbetreiber möglich, Kapazitäten beim FNB zu buchen. Diesem Prinzip folgend, wurden nur Kapazitätsanfragen vom Speicherbetreiber in die Analyse aufgenommen.

Wie bereits im Vorjahr wurde vom Speicherbetreiber am **Einspeisepunkt** in das Fernleitungsnetz ein bandförmiger Kapazitätsbedarf von 250.000 Nm³/h angemeldet. Die isolierte Betrachtung des Kapazitätsbedarfs am Speicherpunkt, ohne Berücksichtigung des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern ABG/SUDAL, führt wie in Abbildung 5 grafisch dargestellt, zu einer Unterdeckung der technischen Kapazität von minimal 126.000 Nm³/h und maximal 250.000 Nm³/h über den Planungszeitraum 2014 – 2023. Die Höhe der anwendbaren technischen Kapazität am Einspeisepunkt 7Fields in das Fernleistungsnetz beträgt 424.500 Nm³/h⁶.

⁵ Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten, sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage 01 zu diesem NEP zu entnehmen.

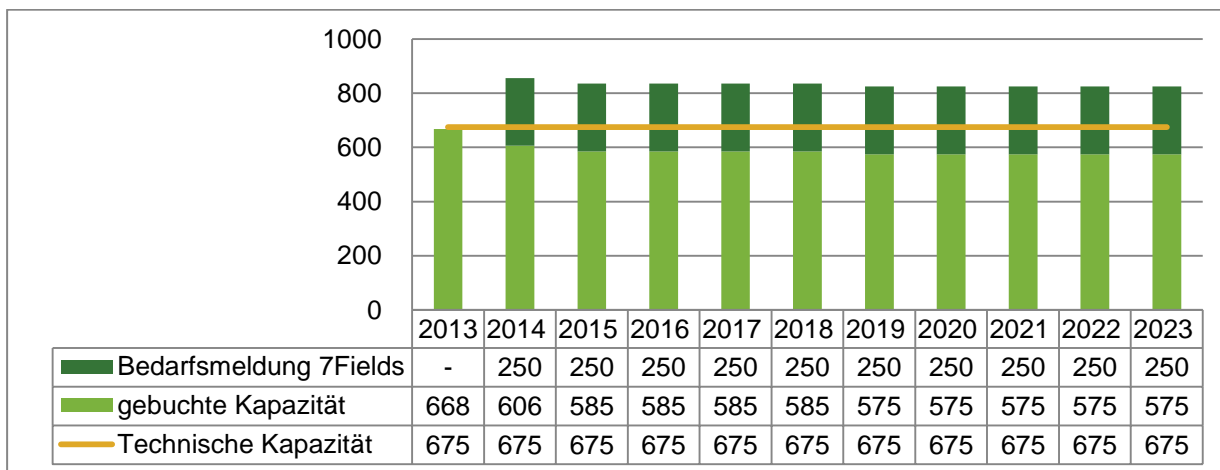
⁶ Da 7Fields, Überackern SUDAL und Überackern ABG konkurrierende Punkte darstellen, ist die anwendbare technische Kapazität an allen Einspeisepunkten ident.

Abbildung 5: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am **Einspeisepunkt** 7Fields (in 1.000 Nm³/h)



Korrespondierend zum Einspeisepunkt wurde die **Ausspeisekapazität** vom Fernleitungsnetz in den Speicher 7Fields mit 250.000 Nm³/h angegeben. Die isolierte Betrachtung des Kapazitätsbedarfs am Speicherpunkt führt wie in Abbildung 6 grafisch beschrieben zu einer Unterdeckung der technischen Kapazität von minimal 150.000 Nm³/h und maximal 181.000 Nm³/h über den gesamten Planungszeitraum. Die Höhe der anwendbaren technischen Kapazität am Ausspeisepunkt beträgt 675.000 Nm³/h⁷.

Abbildung 6: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am **Ausspeisepunkt** 7Fields (in 1.000 Nm³/h)



Da die vom Speicherbetreiber angegebene Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt zum Fernleitungsnetz eine erhebliche Erhöhung der zu transportierenden Mengen im System der GCA bedeutet, wurde die Auswirkung dieses Kapazitätsbedarfs von GCA analysiert. Aufgrund der Bi-Direktionalität des Pipelinesystems erfolgt eine gemeinsame Analyse der angefragten Mengen am Ein- und Ausspeisepunkt 7Fields.

⁷ Da 7Fields, Überacker SUDAL und Überacker ABG konkurrierende Punkte darstellen, ist die anwendbare technische Kapazität an allen Ausspeisepunkten ident.

6.2.1.1 Flussszenario

Der MGM hat aufgrund des angemeldeten Kapazitätsbedarfs am Speicherpunkt 7Fields folgende Flussszenarien in Abstimmung mit dem FNB GCA definiert:

Szenario	Qualität	Beschreibung
Szenario 1	garantierte Kapazität	Der Transport von zusätzlichen 250.000 Nm ³ /h im Planungszeitraum 2014 – 2023 in Flussrichtung (Ausspeisepunkt Überackern) bzw. in Gegenflussrichtung (Einspeisepunkt Überackern) auf garantierter Basis.

Für Szenario 1 wurden die erforderlichen Maßnahmen und die daraus abgeleiteten Kosten des Angebots von 250.000 Nm³/h über den Planungshorizont 2014 – 2023 analysiert.

6.2.1.2 Technische Machbarkeit

Die Analyse von Szenario 1 zeigt, dass für eine Realisierung des zusätzlichen Bedarfs von 250.000 Nm³/h als garantierte Kapazität im Penta West System in beide Flussrichtungen am Grenzpunkt Überackern eine Erhöhung des Gas-Einspeisedrucks von 51 bar(a) auf 64 bar(a) notwendig ist. Die neuen Druckvoraussetzungen erfordern zusätzlich einen neuen Filterseparator um einen unterbrechungsfreien Betrieb gewährleisten zu können. Da dieser Druck am Einspeisepunkt Überackern vom vorgelagerten Netzbetreiber nicht auf fester Basis gewährleistet werden kann, stellt die Installation einer zusätzlichen Verdichterstation eine weitere Maßnahme zur Abbildung von Szenario 1 dar.

Folgende Investitionen sind für diesen Ausbauschnitt notwendig:

- Sudal Filterseparator
- VS-Überackern "Neu"
- VS-Neustift

Die Investitionskostenbasis 2013 mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 20% beträgt Mio € ■■■■.

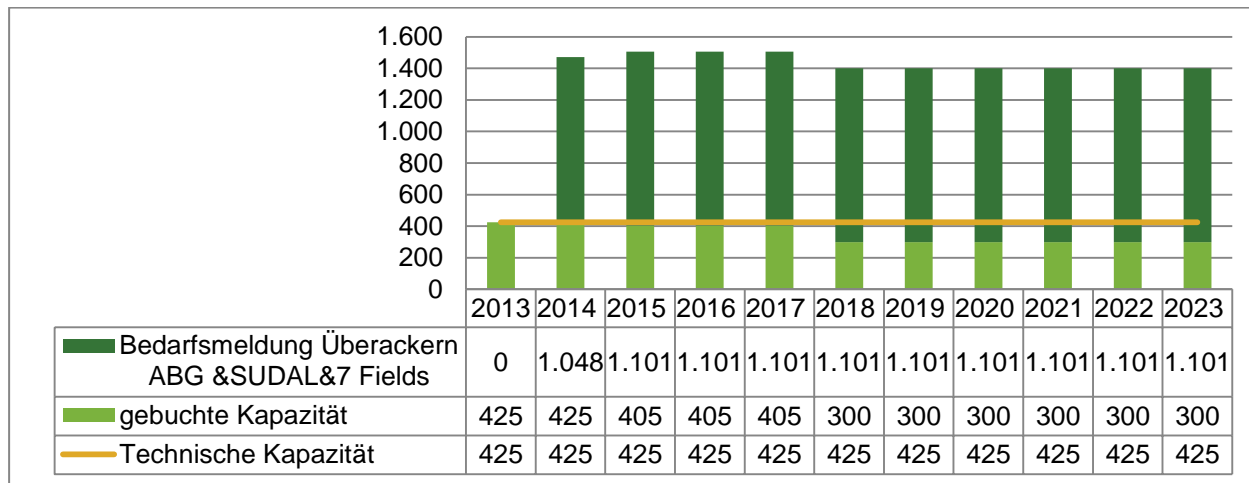
6.2.2 Analyse Überackern SUDAL/ABG inklusive 7Fields⁸

Aus der Kapazitätsdatenerhebung von GCA geht, wie in Abbildung 7 grafisch dargestellt, ein aggregierter Mehrbedarf an den **Einspeisepunkten** Überackern SUDAL/ABG von 979.000 Nm³/h im Jahr 2014 und 1.033.000 Nm³/h im restlichen Planungshorizont hervor. Bei einer gemeinsamen Betrachtung des zusätzlichen Bedarfs an den Punkten Überackern ABG/SUDAL und 7Fields beträgt der summierte Mehrbedarf im Jahr 2014 1.048.000 Nm³/h, sowie 1.101.000 Nm³/h im restlichen Planungshorizont, der über das Leitungssystem der GCA transportiert werden soll. Die Unterdeckung der technischen Kapazität beträgt minimal 977.000 Nm³/h und maximal 1.082.000 Nm³/h bei gemeinsamer Betrachtung aller

⁸ Eine detaillierte Analyse der erforderlichen technischen Maßnahmen, ihrer Kosten, sowie der Wirtschaftlichkeit ist der vertraulichen Beilage 01 zu diesem NEP zu entnehmen.

relevanten Kapazitätsanmeldungen. Die Höhe der technisch verfügbaren Kapazität am Einspeisepunkt in das Fernleitungsnetz beträgt 424.500 Nm³/h⁹.

Abbildung 7: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität an den **Einspeisepunkten** Überackern ABG/SUDAL (in 1.000 Nm³/h)

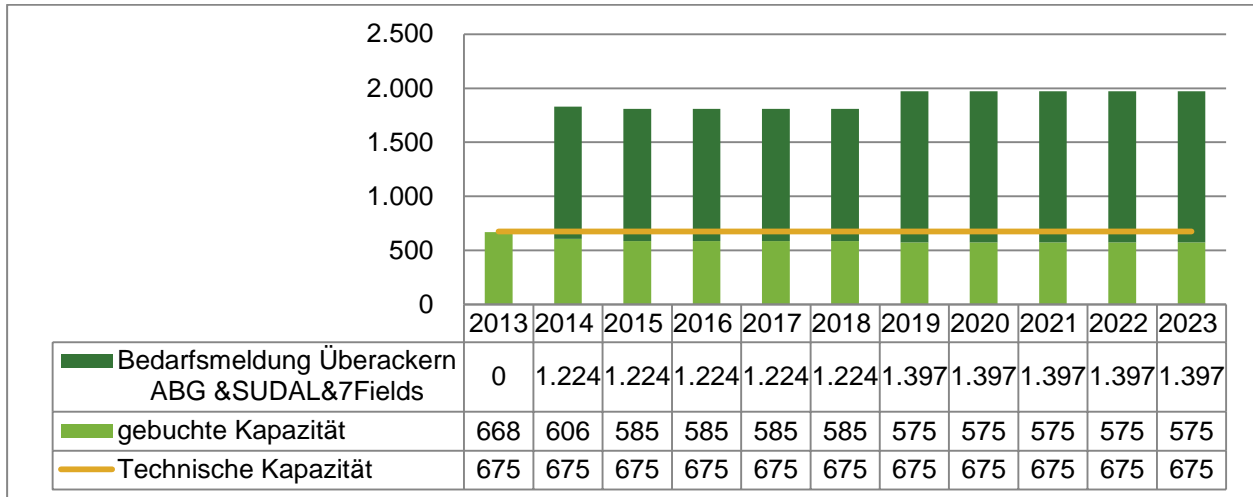


An den **Ausspeisepunkten** Überackern SUDAL/ABG geht, wie in Abbildung 8 grafisch dargestellt, ein summierter Mehrbedarf von 1.155.000 Nm³/h in den Jahren 2014-2018, und in den Jahren 2019 – 2023 ein Kapazitätsbedarf von 1.329.000 Nm³/h hervor. Bei einer gemeinsamen Betrachtung der prognostizierten Mehrmengen an den Punkten Überackern ABG/SUDAL und 7Fields beträgt der aggregierte Mehrbedarf in den Jahren 2014-2018 1.224.000 Nm³/h, und 1.397.000 Nm³/h im restlichen Planungshorizont, der über das Leitungssystem der GCA transportiert werden soll. Die Unterdeckung der technischen Kapazität beträgt im Fall einer gemeinsamen Betrachtung aller relevanten Ausspeisepunkte minimal 1.134.000 Nm³/h und maximal 1.297.000 Nm³/h. Die Höhe der anwendbaren technischen Kapazität am Einspeisepunkt in das Fernleistungsnetz beträgt 675.000 Nm³/h¹⁰.

⁹ Da 7Fields, Überackern SUDAL und Überackern ABG konkurrierende Punkte darstellen, ist die anwendbare technische Kapazität an allen Ausspeisepunkten ident.

¹⁰ Da 7Fields, Überackern SUDAL und Überackern ABG konkurrierende Punkte darstellen, ist die anwendbare technische Kapazität an allen Ausspeisepunkten ident.

Abbildung 8: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität an den **Ausspeisepunkten** Überackern ABG/SUDAL (in 1.000 Nm³/h)



6.2.2.1 Flussszenario

Der MGM hat aufgrund des angemeldeten Kapazitätsbedarfs an allen relevanten Ein- und Ausspeisepunkten folgendes Flussszenario in Abstimmung mit dem FNB GCA erstellt:

Szenario	Qualität	Beschreibung	Projektantrag
Szenario 2	garantierte Kapazität	Der bandförmige Transport von zusätzlichen Einspeisepunkt 1,1 Mio. Nm ³ /h und Ausspeisepunkt 1,2 Mio. Nm ³ /h (2013 – 2018)/ 1,4 Mio. Nm ³ /h 2019 – 2023 in Flussrichtung (Ausspeisepunkt Überackern) bzw in Gegenflussrichtung (Einspeisepunkt Überackern)	GCA 2013/02
			GCA 2013/03

Gemäß des oberhalb angeführten Flussszenarios werden die Kosten des zusätzlichen Angebots des beschriebenen aggregierten Kapazitätsbedarfs über den Planungshorizont 2014 – 2023 analysiert und in den Projektanträgen GCA 2013/2 und GCA 2013/3 abgebildet.

6.2.2.2 Technische Machbarkeit

Um die zusätzlich angefragte Kapazität an den Einspeisepunkten Überackern ABG/SUDAL inklusive 7Fields auf der Penta West gewährleisten zu können, müssen für ein garantiertes Kapazitätsangebot substantielle technische Adaptionen durchgeführt werden.

In einem **ersten Ausbauschnitt** wird das Angebot der 250.000 Nm³/h am Ein-/Ausspeisepunkt 7Fields, sowie die Erhöhung der technischen Kapazität am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG auf 710.000 Nm³/h untersucht. Für die Gewährleistung der beschriebenen Mengen sind folgende Investitionen notwendig:

- Sudal Modifikation (Umschluss der Schienen Sudal & ABG)
- Loop Überackern - VS Überackern "Neu"
- Sudal "Erweiterung Filterseparator" (Verbund mit Sudal Modifikation)
- VS-Überackern "Neu"

Die Investitionskostenbasis 2013 beträgt Mio € ■■■ mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 20%. Dieser erste Ausbauschnitt wird unter den im Projektblatt „GCA 2013/02“ in Kapitel 10.3 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

In einem **zweiten Ausbauschnitt** wird das Angebot der 250.000 Nm³/h am Ein-/Auspeisepunkt 7Fields sowie die technische Kapazität am Einspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG auf 1.679.500 Nm³/h und um 1.429.000 Nm³/h am Auspeisepunkt Überackern SUDAL/ABG erhöht. Für die Gewährleistung der beschriebenen Mengen sind folgende Investitionen notwendig:

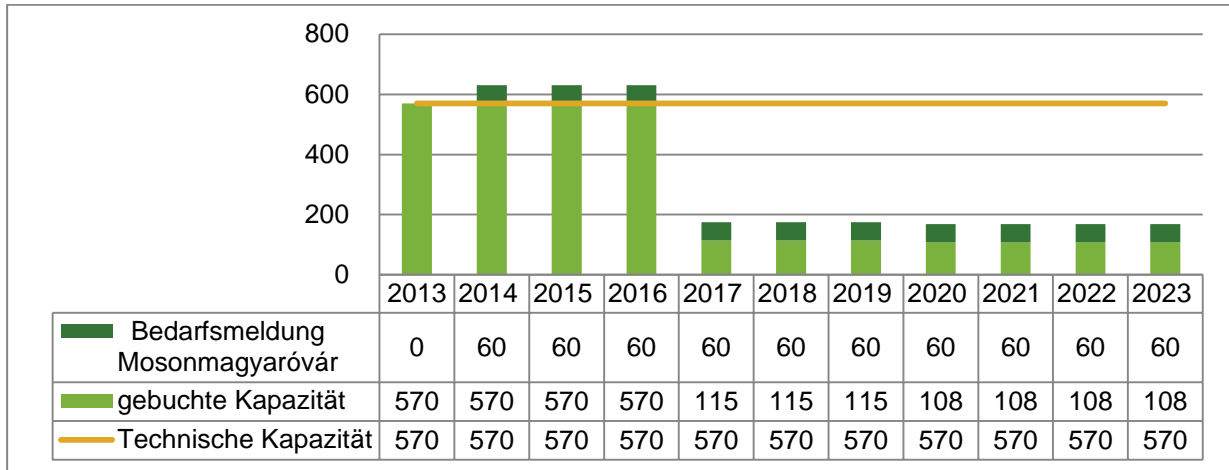
- Sudal Modifikation (Umschluss der Schienen Sudal & ABG)
- PW Loop "Überackern bis Oberkappel" "NEU"
- Sudal "Erweiterung Filterseparator" (Verbund mit Sudal Modifikation)
- Sonderbaulose für PW Loop Leitung
- ÜMS Sudal "NEU"
- VS-Überackern "NEU"
- ÜMS Neustift "NEU"
- VS Neustift "NEU"

Die Investitionskostenbasis 2013 beträgt Mio € ■■■ mit einer Schätzgenauigkeit von +/- 20%. Dieser zweite Ausbauschnitt wird unter den im Projektblatt „GCA 2013/03“ in Kapitel 10.3 in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.

6.2.3 Detailanalyse Mosonmagyaróvár I

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf am physischen Auspeisepunkt Mosonmagyaróvár wurde mit 60.322 Nm³/h bandförmig für den Planungshorizont angegeben. Dies führt bei einer Gegenüberstellung mit der aktuell freien Kapazität zu einer Unterdeckung der technischen Kapazität von 60.322 Nm³/h in den Jahren 2014 – 2016.

Abbildung 9: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am **Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár** (in 1.000 Nm³/h)



Der MGM hat aufgrund des angemeldeten Kapazitätsbedarfs folgendes Flusszenario in Abstimmung mit dem FNB GCA erstellt:

Szenarios	Qualität	Beschreibung
Szenario 3	N/A	Der bandförmige Transport von zusätzlichen 60.322 Nm ³ /h im Zeitraum 2014 – 2016 in Flussrichtung (Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár).

Die Kapazität auf garantierter Basis bzw. FZK ist seit Mai 2007 auskommittiert und der zusätzliche Kapazitätsbedarf wurde erfolgreich durch Verträge auf unterbrechbarer Basis mit einem konstanten historischen Erfüllungsgrad von 100% gedeckt. Aus dem kurzfristigen Engpass im Mosonmagyaróvár lässt sich kein Kapazitätsausbaubedarf ableiten, da dieser angesichts des zeitlichen Rahmens des angemeldeten Bedarfes, und auf Grund der Vorlaufzeit von Investitionen wirtschaftlich nicht zu rechtfertigen ist und der vertragliche Engpass durch das Angebot von unterbrechbaren Kapazitäten gedeckt werden kann. Darüber hinaus verfügt das Leitungssystem der GCA, das Österreich am Punkt Mosonmagyaróvár mit Ungarn verbindet, um eine 20% höhere technische Kapazität. In Falle einer Anhebung der technischen Transportkapazität kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht gewährleistet werden, dass diese auch im ungarischen Transitsystem abgeleitet werden kann.

6.2.4 Detailanalyse Mosonmagyaróvár II

Der Kapazitätsbedarf am nicht-physischen Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár wurde, wie in Kapitel 6.1.2 beschrieben, mit 60.322 Nm³/h konstant über den gesamten Planungshorizont 2014 – 2023 angegeben.

GCA bietet Kapazitäten an nicht-physischen Punkten nur auf unterbrechbarer Basis an. Der durch das Angebot des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs notwendige Kapazitätsabtausch an der ungarischen Grenze wird durch einen konstanten Gasfluss in Flussrichtung ermöglicht. Durch einen historisch konstanten

Gasfluss in Flussrichtung (Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár) ist ein Angebot der erwähnten virtuellen Transportkapazitäten aus jetziger Sicht möglich.

Des Weiteren wurde mit Bescheid vom 11. Januar 2013 dem Antrag von GCA um Ausnahmegenehmigung von der Verpflichtung zur Schaffung von Kapazitäten in beide Richtungen am Punkt Mosonmagyaróvár stattgegeben. Hierfür hat GCA folgendes dargelegt:

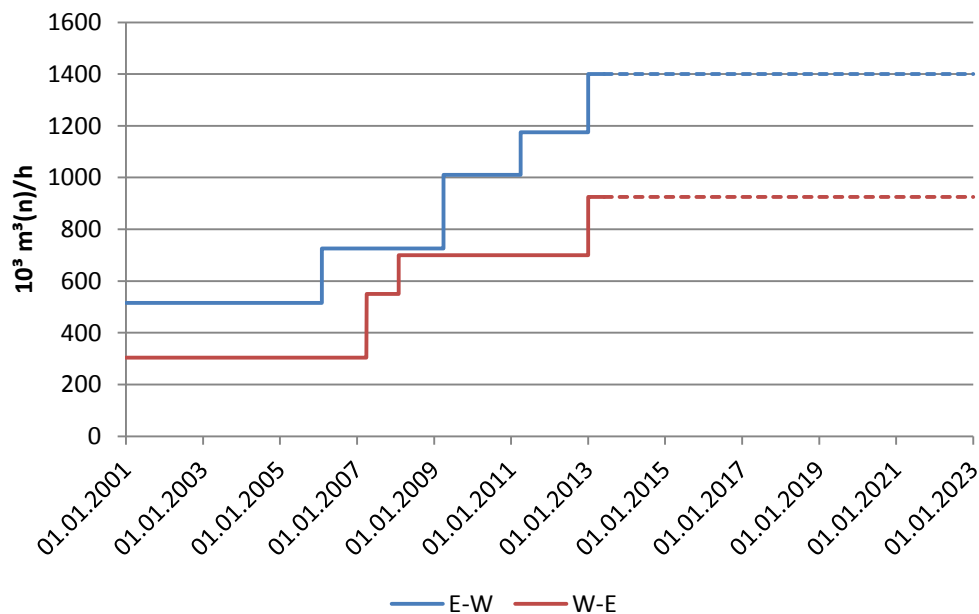
- Der Ten Year Network Development Plan 2012 bescheinigt eine hohe Flexibilität des österreichischen Systems von > 20%
- Bis zu diesem Zeitpunkt wurden keine Verträge am nicht – physischen Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár abgeschlossen, weder im alten Punkt zu Punkt Modell mit dem Allokationsprozedere First Come First Served noch im aktuellen Entry/Exit Modell unter Anwendung von Auktionen als Mittel zur Kapazitätsvergabe.
- Die Installation eines physischen Gasflusses von Mosonmagyaróvár nach Baumgarten ist aus Gründen der Wirtschaftlichkeit nicht zu rechtfertigen.

7 Netzentwicklungsplan Baumgarten-Oberkappel-Gasleitungsgesellschaft m.b.H.

7.1 Status Quo und verfügbare Kapazitäten

Die BOG bietet im WAG-System für den Transit sowie für die österreichische Inlandsversorgung eine Vielzahl an Services an, welche eine nachhaltige Kapazitätsnutzung ermöglichen. Dazu gehört auch ein bedarfsgerechter Ausbau des Leitungsnetzes. Die Entwicklung der Kapazitäten auf der WAG ist in Abbildung 10 dargestellt.

Abbildung 10: Entwicklung der technischen Transitkapazitäten auf der WAG (FZK) in Nm³/h



Seit der Inbetriebnahme der Erweiterungen des WAG Expansion 3 Projekts am 01.01.2013 stehen dem Markt folgende technische Entry- bzw. Exit-Kapazitäten zur Verfügung:

Tabelle 2: Technische Kapazität auf der WAG

Produktqualität		En		Ex	
		FZK	DZK	FZK	DZK
BMGT	[m ³ (n)/h]	1.779.982	-	916.797	-
	[kWh/h]	19.917.999	-	10.258.958	-
OKP	[m ³ (n)/h]	913.492	674.978	1.381.847	219.035
	[kWh/h]	10.221.975	7.553.004	15.462.868	2.451.002

Daten lt. Online Capacity Booking System

7.1.1 Gebündelte Kapazitäten

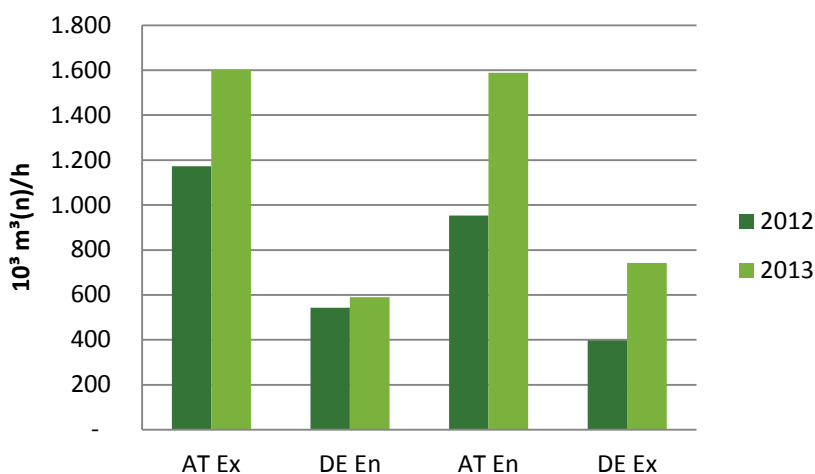
Die hohe kommerzielle Auslastung des WAG Systems ist unter anderem auf das umfangreiche Produktportfolio (Firm und Interruptible FZK und DZK, Day-Ahead) der BOG GmbH zurückzuführen, welches ständig weiterentwickelt wird. Als Beispiel sei hier das Engagement von BOG an der europäischen Kapazitätsvermarktungsplattform PRISMA angeführt, an welcher TSOs aus Österreich, Belgien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Italien und den Niederlanden beteiligt sind.

Als Shareholder und „Early Adopter“ vermarktet die BOG ihre Kapazitäten seit Markteinführung von PRISMA exklusiv über die Plattform. Die erste Kapazitätsauktion fand am 1. April 2013 statt. Besonders hervorzuheben ist an dieser Stelle, dass BOG als erster österreichischer FNB gebündelte Kapazitäten am Grenzübergangspunkt Oberkappel gemeinsam mit den zwei deutschen FNB Open Grid Europe und GRTGaz Deutschland vermarktet. Damit erfolgt einerseits eine frühe Implementierung des von ENT-SOG entwickelten „Network Code on Capacity Allocation Mechanism“ (CAM), andererseits wird der Harmonisierung von Kapazitätsprodukten an Grenzübergangspunkten Vorschub geleistet.

Für Transportkunden hat dies den Vorteil, dass Exit-kapazitäten auf deutscher Seite und entsprechende Entry-kapazitäten auf österreichischer Seite nicht wie bisher in zwei, sondern in einem Schritt erworben werden können. Da es sich bei PRISMA eine relativ neue Institution handelt, ist davon auszugehen, dass in Zukunft der Erwerb von gebündelten Kapazitäten auch an anderen Grenzübergangspunkten möglich sein wird.

7.1.2 Oberkappel

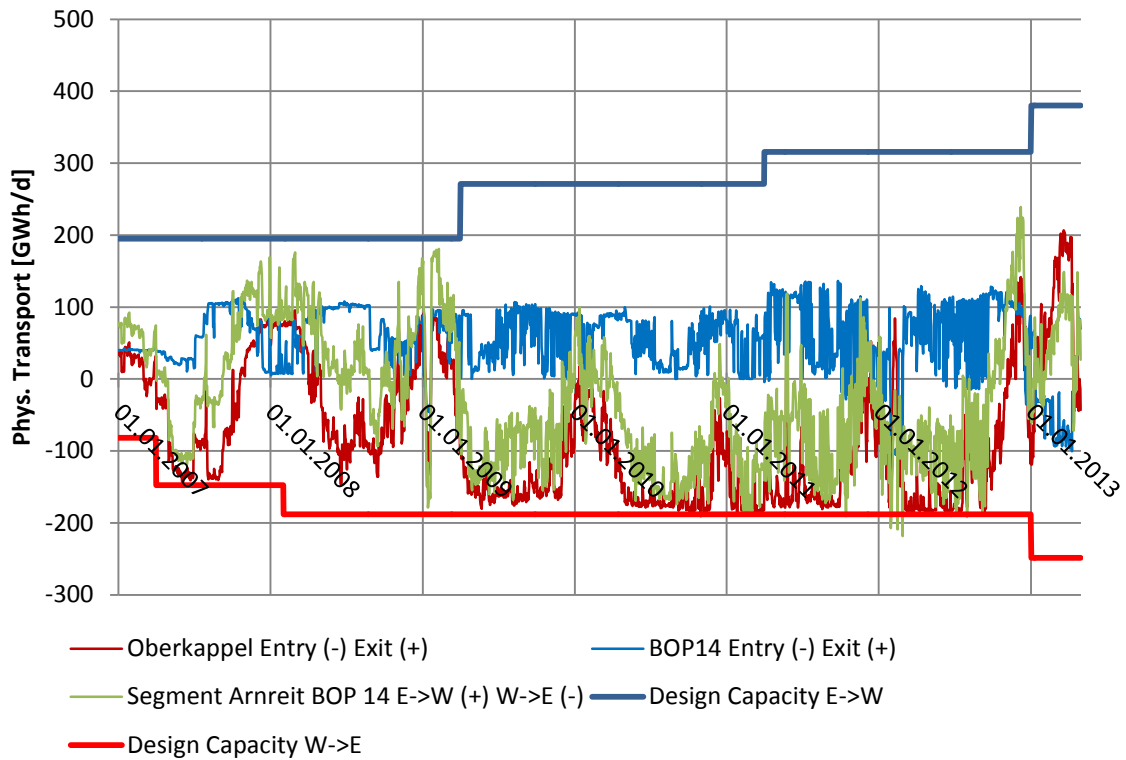
Von Interesse ist in jedem Fall auch die Entwicklung der Kapazitäten am IP Oberkappel. Die fallweise Unterbrechung von unterbrechbaren Kapazitäten auf deutscher Seite hatte in der Vergangenheit des Öfteren die Aufmerksamkeit von Marktteilnehmern auf diesen Grenzübergangspunkt gelenkt. Nach Kapazitätserweiterungsmaßnahmen seitens der BOG (WAG Expansion 3) und der Betreiber der MEGAL ergibt sich die in Abbildung 11 dargestellte Situation bzw. Entwicklung im Vergleich zu 2012. Die Balken repräsentieren die technisch verfügbaren Kapazitäten. Es sei insbesondere auf die Tatsache hingewiesen, dass das Fernleitungssystem auf österreichischer Seite nach wie vor wesentlich leistungsfähiger ist als auf deutscher Seite, wie in Abbildung 11 klar ersichtlich wird. Die Kapazitäten auf deutscher Seite wurden aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 der deutschen FNB entnommen. Die FZK-Kapazitäten am IP Oberkappel sind auch in Zusammenhang mit den Kapazitäten in Überackern zu berücksichtigen.

Abbildung 11: Gegenüberstellung En/Ex Kapazitäten am IP Oberkappel (Design) in Nm³/h

Zusätzlich ist anzumerken, dass die zeitweilig angespannte Kapazitätssituation am IP Oberkappel seit Januar 2013 nicht mehr auftritt. Dies ist einerseits auf eine Erhöhung der Kapazitäten im WAG (WAG Expansion 3) und im MEGAL-System (En (AT-DE): +44.683 Nm³/h; Ex (DE-AT): +343.349 Nm³/h) zurückzuführen, andererseits wird seit Januar 2013 vermehrt Gas in Richtung Deutschland transportiert. Eine Reduktion der Exit-Kapazitäten auf deutscher Seite ab dem Jahr 2019 (-167.000 Nm³/h), welche aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 der deutschen FNB ersichtlich ist, wird im zugrundeliegenden Szenariorahmen mit Änderungen im globalen sowie im eurasischen Gasmarkt wie folgt erklärt: „Gas-mengen, die in Süd- und Südosteuropa eingespeist werden, entfalten ihre Auswirkung vor allem auf die Gasflüsse an den Grenzpunkten Wallbach (Deutschland/Schweiz) und Oberkappel (Deutschland/Österreich). Die beiden Netzpunkte werden heute überwiegend zum Export von Erdgas genutzt. Zukünftig wird erwartet, dass an diesen Grenzpunkten mit einer Reduzierung der Flüsse oder sogar mit einer Flussumkehr zu rechnen ist.“¹¹ Einen Überblick über die Entwicklung der physikalischen Auslastung des IP Oberkappel / BOP14 / Segment BOP14 – Anreißer bietet Abbildung 12:

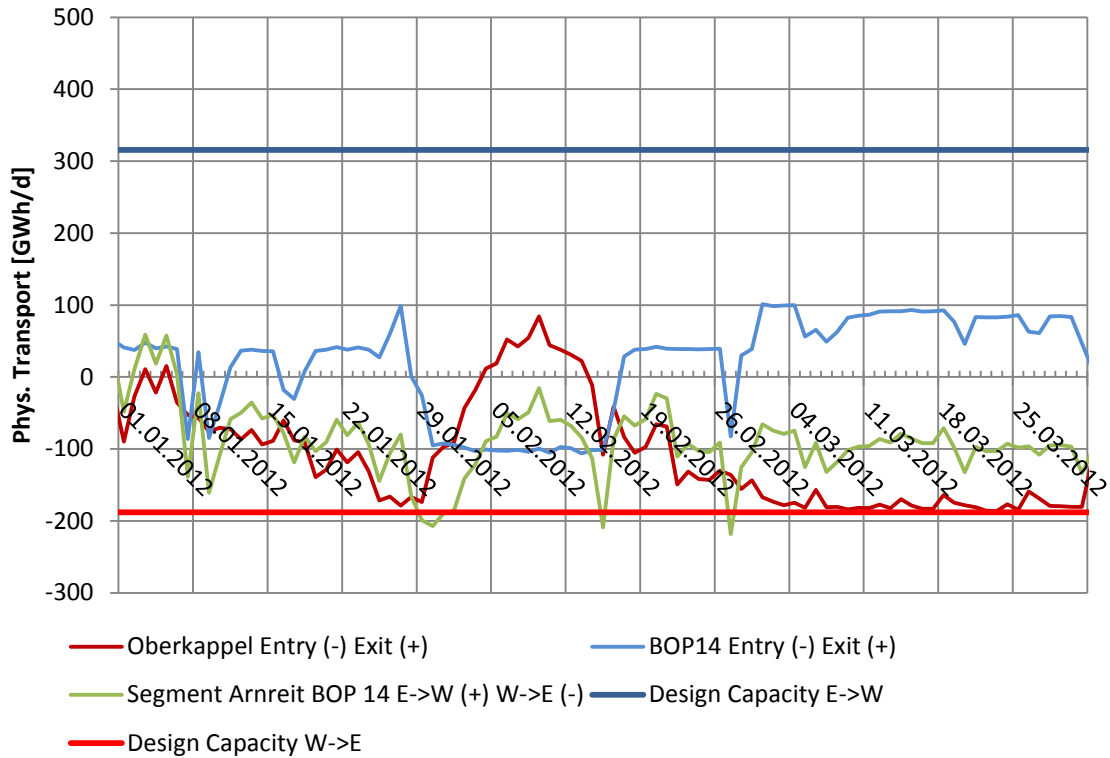
¹¹ Netzentwicklungsplan Gas 2013, Kapitel 2.4, S29ff; Berlin, 1. April 2013

Abbildung 12: Auslastung IP Oberkappel/BOP 14/Segment Arnreit – BOP 14 in Mio. kWh



Die kurzzeitige Überschreitung der technischen Kapazität in W-E-Richtung im Februar 2012 (siehe Abbildung 13) wurde durch das Pressure Support Agreement mit den Betreibern der MEGAL einerseits sowie einer entsprechenden Anpassung des Übergabedruckes am BOP14 seitens der GCA ermöglicht.

Abbildung 13: Auslastung IP Oberkappel/BOP 14/ Segment Arnreit – BOP 14 in Mio. KWh - Detail



Auch die Situation im Verteilnetz im Raum Oberösterreich hat sich – insbesondere durch die erhöhte Flexibilität bezüglich der an den AZ in Richtung Verteilnetz nutzbaren Kapazitäten – signifikant entspannt. Musste in der Vergangenheit aus Deutschland importiertes, für den Inlandsverbrauch bzw. zur Einspeicherung in Untergrundspeichern vorgesehene Gas auf Grund von Punkt-zu-Punkt-Verträgen an den AZ Bad Leonfelden bzw. Rainbach aus der WAG entnommen werden, so besteht für den Verteilergiebetsmanager / die Verteilnetzbetreiber seit Einführung der Entry – Exit Systems die Möglichkeit, Gas an AZs mit besseren hydraulischen Bedingungen zu entnehmen. Wie aus der gemeinsam von AGGM und BOG durchgeführten Pre-Feasibility-Study hervorgeht, ist die Versorgung von Endkunden mit der vorhandenen Infrastruktur sichergestellt. Auch die Befüllung der Speicher kann aller Voraussicht nach in einem vernünftigen Ausmaß gewährleistet werden. Es empfiehlt sich jedenfalls, die Entwicklung der oberösterreichischen Speicher in den nächsten 2 – 3 Jahren zu beobachten, da die durch die Inbetriebnahme von Haidach / 7Fields zu erwartenden Änderungen im Gasfluss nur sehr schwer zu prognostizieren sind.

Des Weiteren werden durch die Use It Or Lose It (UIOLI) Einführung zusätzliche kurzfristige FZK Kapazitäten am IP Oberkappel angeboten, die wie die nachfolgenden Diagramme zeigen, nicht ausgebucht sind, was ein weiterer Beweis der Entspannung der Lage am IP Oberkappel ist.

Abbildung 14: Vermarktete Entry Kapazitäten am IP Oberkappel

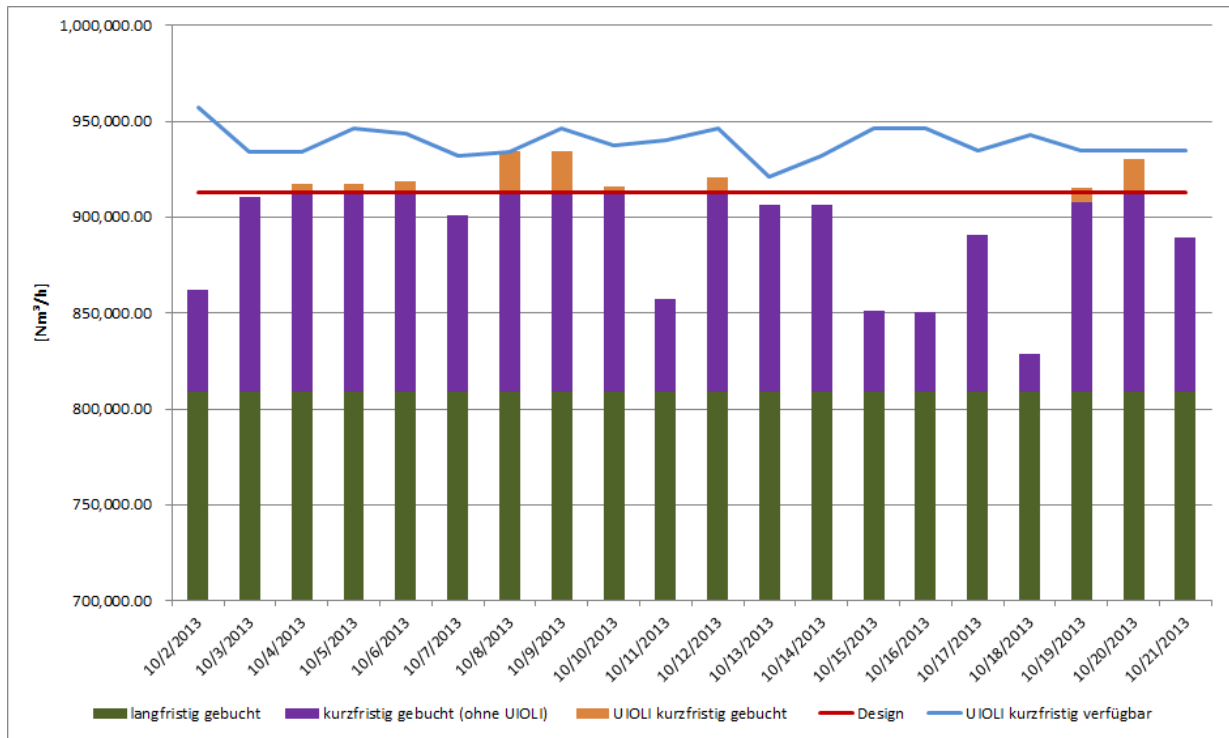


Abbildung 15: Vermarktete Exit Kapazitäten am IP Oberkappel

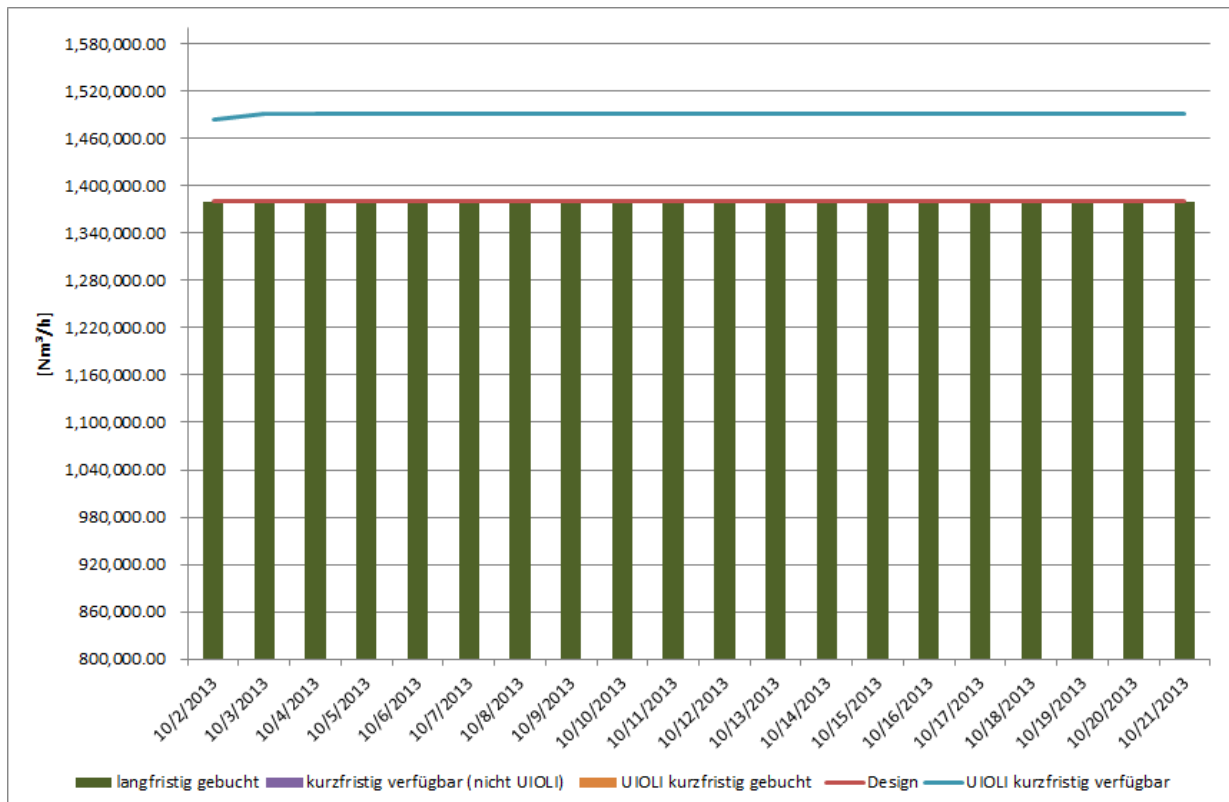
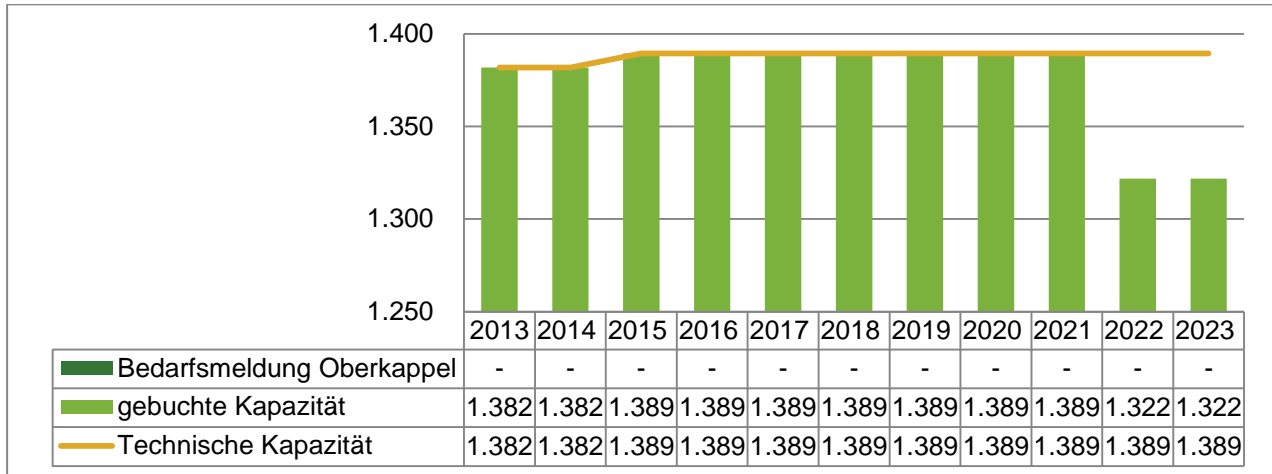


Abbildung 21: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Oberkappel (in 1.000 Nm³/h) FZK

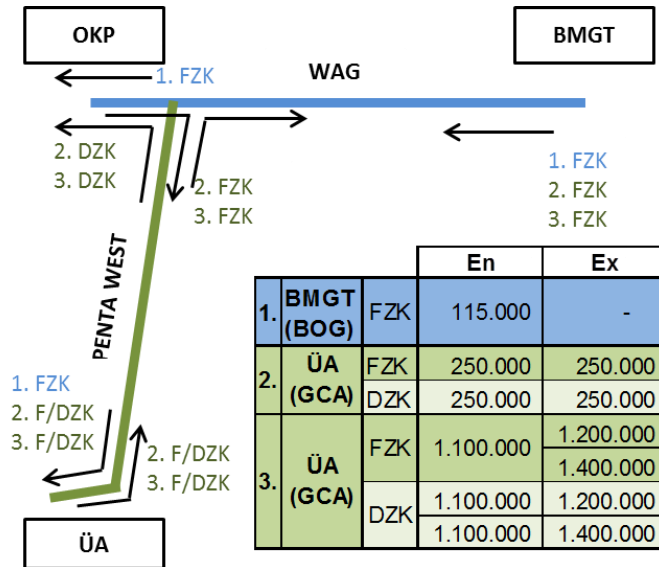
7.3 Marktbefragung und Weiterentwicklung des WAG Systems

7.3.1 Transit

Im Zuge der Erstellung dieses Netzentwicklungsplans führte BOG eine Marktbefragung durch, um den zukünftigen Bedarf an Transportkapazitäten abschätzen zu können. BOG fragte nicht nur inkrementelle Änderungen am Kapazitätsbedarf, sondern die gesamte benötigte Kapazität pro Marktteilnehmer (also implizit auch Verkaufsabsichten von gebuchten Kapazitäten am Sekundärmarkt seitens der Transportkunden) sowie das zu erwartende Nutzungsschema (saisonal, ganzjährig gleichmäßig, für Spitzenlast) ab, das Feedback war jedoch gering, nur rund 11% der angesprochenen Marktteilnehmern antworteten. Lediglich am IP Baumgarten wurden zusätzlicher ganzjährig gleichmäßiger Bedarf an Entry-Kapazitäten in Höhe von 115.000 Nm³/h (ca. 6,4% der bestehenden Entry-Kapazität) ab dem Jahr 2019 gemeldet. In Kombination mit den Ergebnissen der Marktbefragungen von GCA (Bedarf an En/Ex Kapazitäten am IP Überacker) und TAG (Bedarf an En/Ex Kapazitäten am IP Arnoldstein) ergaben sich für BOG die relevanten Szenarien, welche analysiert wurden¹².

¹² Die in den Marktbefragungen von GCA und TAG angemeldeten Bedarfe spiegeln sich in den Ergebnissen von BOGs Marktbefragung nicht wieder, wurden aber dennoch in den Szenarien berücksichtigt.

Abbildung 22: Schematische Darstellung der Szenarien aus der Marktbefragung



Die angegebenen Zusatzbedarfe wurden unabhängig voneinander behandelt, wobei jedoch berücksichtigt wurde, dass – im Fall von FZK Kapazitäten – diese auch in nachgelagerten Fernleitungssystemen die Schaffung von entsprechenden Kapazitäten auslösen. So sind beispielsweise zusätzliche FZK-Kapazitäten, welche am Punkt Überacker/Burghausen geschaffen werden, für die WAG durchaus relevant, da diese im weiteren Verlauf sowohl nach Baumgarten als auch via Oberkappel Richtung Deutschland transportiert werden können müssen und somit auch Ausbaumaßnahmen auf der WAG erforderlich machen können. Im Fall von DZK-Kapazitäten stellt sich die Situation einfacher dar, da diese für einen festen Zielort (d.h. Oberkappel) bestimmt sind. Ausbaumaßnahmen können so, falls erforderlich, wesentlich gezielter getätigt werden. Die Tabelle und die dazugehörige Skizze in Abbildung 22 des WAG-Penta-West Systems veranschaulichen die relevanten Szenarien. So ist Szenario 1 (blau) das Resultat der Marktbefragung von BOG, 2 und 3 (grün) ergeben sich aus den Marktbefragungsergebnissen der GCA. Die Pfeile repräsentieren die möglichen Entry – Exit – Kombinationen. So gibt es für Szenario 1 nur einen möglichen Entry-Punkt, nämlich Baumgarten, jedoch aufgrund der FZK-Qualität zwei mögliche Exit-Punkte (Oberkappel und Überacker). Die DZK Kapazitäten beziehen sich zum jetzigen Zeitpunkt nur auf Oberkappel und Überacker, DZK-Kapazitäten mit Exit Baumgarten sind nicht vorgesehen. Daher erfordern zusätzliche DZK-Kapazitäten auf Seite der BOG lediglich eine Anpassung der Messkapazitäten der MS Oberkappel, während eine Erhöhung der FZK-Kapazitäten in den allermeisten Fällen wesentlich umfangreichere Erweiterungen des WAG Systems, also Querschnittserhöhungen (Loops) und auch zusätzliche Verdichter notwendig machen.

Die aus den Befragungen resultierenden zusätzlichen FZK Kapazitäten wurden mit den bestehenden (gebuchten) Kapazitäten der WAG aufsummiert und sind in Tabelle 3 dargestellt. Mit Hilfe eines Simulationstool wurden die notwendigen Ausbaumaßnahmen ermittelt.

Maßnahmen für einen Stationsumbau der MS Oberkappel wurden zwar berücksichtigt, eine Erweiterung der Messkapazität ist jedoch nicht notwendig, solange die physikalischen Kapazitäten auf der MEGAL nicht korrespondierend erhöht werden (in der Tabelle mit * markiert).

Anmerkung: obwohl die in der Marktbefragung für den Einspeisepunkt Baumgarten angefragten Kapazitäten 115.000 m³(n)/h mit den ab 2018 freien Kapazitäten gedeckt werden können, wurde trotzdem überprüft, ob diese auch als Transit-Kapazität SK-AT zur Verfügung gestellt werden können. Eine ent-

sprechende zusätzliche Ausspeisekapazität am Punkt Oberkappel wurde jedoch explizit nicht angefragt. In diesem Sinn ist das unten angeführte Szenario „+115k En BMGT“ zu verstehen.

Tabelle 3: Szenarien und mögliche Maßnahmen

	Q BMGT [m³(n)/h]	delta Q [m³(n)/h]	OKP [m³(n)/h]	delta Q [m³(n)/h]	p_OKP [bar a]	add. Loops [km]	add. Compression [MW]		add. Qmess MS Okp [m³(n)/h]
ref E-W	1.633.809	-	1.401.739	-	50	-	-	-	-
+115k En BMGT	1.749.896	116.087	1.517.432	115.693	50	38	-	-	-
+250k Ex ÜA	1.915.749	281.940	1.689.624	287.885	50	54	15	BM	+100k *
+1,1M Ex ÜA	2.741.011	1.107.202	2.514.096	1.112.357	50	104	15	BM	+1M *
+1,4M Ex ÜA V1	3.015.978	1.382.169	2.789.063	1.387.324	50	104	30	BM, KI	+1,2M *
+1,4M Ex ÜA V2	3.054.206	1.420.398	2.827.292	1.425.553	50	104	45	BM, KI, RB	+1,25M *

	OKP [m³(n)/h]	delta Q [m³(n)/h]	p_OKP [bar a]	Q BMGT [m³(n)/h]	delta Q [m³(n)/h]	add. Loops [km]	add. Compression [MW]		add. Qmess MS Okp [m³(n)/h]
ref W-E	925.000	-	50	777.092	-	-	-	-	-
+250 En OKP	1.175.000	250.000	56	1.024.719	247.627	-	15	OKP, PSA	-
+1,1M En ÜA	-	- 925.000	65	1.911.007	1.133.915	104	30	OKP	+450K *

7.3.2 Inlandsversorgung

Wie bereits weiter oben beschrieben, hat sich die Situation im Verteilnetz im Raum Oberösterreich merklich entspannt. Musste in der Vergangenheit aus Deutschland importiertes, für den Inlandsverbrauch bzw. zur Einspeicherung in Unterspeichern vorgesehene Gas auf Grund von Punkt-zu-Punkt-Verträgen – unter Zuhilfenahme des PSA mit den Betreibern der MEGAL – an den AZ Bad Leonfelden bzw. Rainbach aus der WAG entnommen werden, so besteht für den Verteilergiebtsmanager / die Verteilnetzbetreiber seit Einführung der Entry – Exit Systems die Möglichkeit, Gas an AZs mit besseren hydraulischen Bedingungen zu entnehmen. Somit ist auch eine deutliche Reduktion der Nutzung des PSA mit den Betreibern der MEGAL zu erwarten. Wie aus der gemeinsam von AGGM und BOG durchgeführten Pre-Feasibility-Study hervorgeht, ist die Versorgung von Endkunden mit der vorhandenen Infrastruktur sichergestellt. Auch die Befüllung der Speicher kann aller Voraussicht nach in einem befriedigendem Ausmaß gewährleistet werden. Da jedoch die durch die Inbetriebnahme von Haidach / 7Fields zu erwartenden Änderungen im Gasflussschema und daraus resultierende zusätzliche Kapazitätsbedarfe nur sehr schwer zu prognostizieren sind, empfiehlt es sich, die Entwicklung rund um die oberösterreichischen Speicher in den nächsten 2 – 3 Jahren zu beobachten. Nach einer eingehenden Analyse des Beobachtungszeitraums ist dann zu entscheiden, ob bzw. welche Maßnahmen zu ergreifen sind.

			WAG Szenario			
			WAG SZ 1	WAG SZ 2	WAG SZ 3	WAG SZ 4
			max. West	Ost- max West- Ost	Gas nur aus BM	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

Ebenfalls zu erwähnen sei die Versorgungssicherheit des Stadtgebiets von Linz: Da dieses Szenario ausschließlich aufgrund des gleichzeitigen Auftretens von Schäden auf der von der Westschiene kommenden Anbindungsleitung sowie einem ungünstigen physikalischen Gasflusses im WAG System (volle unidirektionale Auslastung in Ost – West bzw. West – Ost – Richtung) relevant wird, ist die Eintrittswahrscheinlichkeit sehr gering, eine zu erwartende Dauer der Notfallsituation überdies zeitlich begrenzt. Die im Rahmen der Pre-Feasibility Study vorgeschlagenen Maßnahmen (Druckabsenkung im Raum Linz, Nutzung des Pressure-Support-Agreements bei West-Ost-Fluss auf der WAG) sind aus Sicht der BOG durchaus zu begrüßen. Erkenntnisse aus der Pre-Feasibility Study fließen auch in die von AGGM erstellte Langfristige Planung 2013 für das Verteilnetz in der Regelzone Ost ein.

8 Netzentwicklungsplan Trans Austria Gasleitung GmbH

TAG GmbH handelt in Österreich als FNB gemäß den Bestimmungen des § 170 (21) GWG 2011 und ist einzige Inhaberin der Gastransportrechte in der TAG Gasleitungssystem (TAG).

TAG GmbH wird zu 89% von Cdp Gas s.r.l. (einer 100%-Tochter der Cassa Depositi e Prestiti) und zu 11% von der zur OMV-Gruppe gehörigen Gas Connect Austria GmbH kontrolliert.

TAG GmbH vermarktet durch Kapazitätsauktionen und schließt mehrjährige, einjährige, vierteljährliche, einmonatige und eintägige Kapazitätsverträge mit den Netzteilnehmern ab und gewährleistet somit den Gastransit auf der TAG zum italienischen Markt, für den der Großteil der transportierten Menge bestimmt ist, als auch die Deckung des inländischen Bedarfs in Österreich und die Befriedigung der Anfrage aus Slowenien durch die direkte Verbindung mit dem SOL Pipeline System.

Die TAG erstreckt sich von der österreichischen-slowakischen Grenze bei Baumgarten an der March bis zur österreichischen-italienischen Grenze bei Arnoldstein.

TAG beinhaltet drei Fernleitungen und fünf Verdichterstationen mit einer gesamten Länge von 380 Km je Leitung und einem gesamten Fernleitungsnetzwerk von 1140 Km. Die Ausspeisepunkte entlang der TAG ermöglichen die Versorgung des österreichischen Inlandsnetzes und des slowenischen Netzes durch eine direkte Verbindung mit der SOL am Ausspeisepunkt Weitendorf.

Seit Juni 2011 ist auch ein physisches Reverse Flow System in der TAG dank einer Co-Finanzierung der EU (EEPR Programm) verfügbar. Die technische Reverse Flow Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein an der Italienischen/Österreichischen Grenze beträgt 37.271.040 Nm³/d.

Durch die Umstellung des österreichischen System von einem „Point to Point“ zu einem „Einspeisepunkt-Ausspeisepunkt System“ ab dem 01.01.2013 sind die genehmigten Punkte der TAG für die Vermarktung von Kapazitäten: der Einspeisepunkt Baumgarten, der Ausspeisepunkt Arnoldstein bzw. der Einspeisepunkt Arnoldstein für den physische Reverse Flow in Arnoldstein.

Gemäß § 170 (6) GWG 2011 wird der „Ausspeisepunkt für den inländischen Markt“ von AGGM, in seiner Rolle als VGM verwaltet.

8.1 Marktumfrage mit den Netzbenutzern

Die bis heute erstellten langfristigen Planungen sowohl auf europäischer Ebene (TYNDP 2011 - 2020, GRIP Southern Corridor 2012 – 2021, TYNDP 2013 - 2022) als auch im Inland (KNEP 2013-2022) haben keinen Bedarf zu einer Erhöhung der Kapazität im System der TAG in den nächsten zehn Jahren gezeigt.

Diese Ergebnisse sind ohne direktes Feedback vom Markt für die Vorbereitung des NEPs 2014 – 2023 erstellt worden. Daher hat ECA im Rahmen der Vorbereitung des KNEPs 2014 – 2023 die FNB dazu eingeladen, die jeweiligen NEPs nach Rücksprache mit den Benutzern und potentiellen Benutzern des Netzwerkes zu erstellen, um mögliche Nachfragen von zusätzlichen Kapazität im zehnjährigen Planungszeitraum zu überprüfen, bzw. die Ergebnisse in die eigenen NEP und KNEP in Zusammenarbeit mit dem MGM zu publizieren. TAG GmbH hat die Einladung von ECA aufgenommen und ab dem 04.

März 2013 bis zum 14. März 2013 eine zweiwöchige Marktumfrage auf ihrer eigenen Webseite veröffentlicht.

Im Rahmen dieser Marktumfrage wurden Benutzer und potentielle Benutzer der TAG Fernleitung aufgefordert, Nachfragen von Kapazität im Zeitraum 2014 – 2023 in den jeweiligen physischen Einspeise (Baumgarten) und Ausspeisepunkten (Arnoldstein) im TAG System unverbindlich zu ermitteln.

Diese Aktion wurde in Koordination mit allen TSOs durchgeführt, die wie TAG GmbH dieselbe Frage im gleichen 2-wöchigen Zeitraum veröffentlicht haben. Die Teilnahme an der Umfrage war gering: nur 14 unter den potentiellen Benutzern und Benutzer nahmen an der Umfrage teil. Die Umfrageergebnisse wurden von TAG GmbH in aggregierter Form ausgewertet. Es ergibt sich, dass keine Erhöhung der verfügbaren technischen Kapazität bis 2018 für TAG GmbH notwendig ist.

Von 2019 bis 2023 hat sich dagegen ein eventueller Kapazitätszusatzbedarf von 236.981 Nm³/h am Einspeisepunkt Baumgarten und Ausspeisepunkt Arnoldstein ergeben, was eine notwendige Erhöhung der technischen Kapazität der TAG um 38.429 Nm³/h am Einspeisepunkt in Baumgarten und um 201.847 Nm³/h am Ausspeisepunkt in Arnoldstein ergeben würde. Die Umfrage hat auch gezeigt, dass diese Erhöhung des Kapazitätsbedarfs direkt mit dem Bau eines neuen Infrastrukturprojektes (NABUCCO West Pipeline) bis 2019 verbunden ist, das sich derzeit noch im Planungsstadium befindet.

Aus der aktuellen Entwicklungsphase dieses Projekts lässt sich keine Garantie ableiten, dass das Projekt tatsächlich innerhalb dieser Investitionsplanung wirksam wird. Daher ist aus Sicht der TAG GmbH die Planung eines Netzausbaus wegen der extremen Unsicherheit dieses Nachfragebedarfs derzeit nicht notwendig.

8.2 Entwicklungsszenario des TAG Pipeline Systems 2014-2023

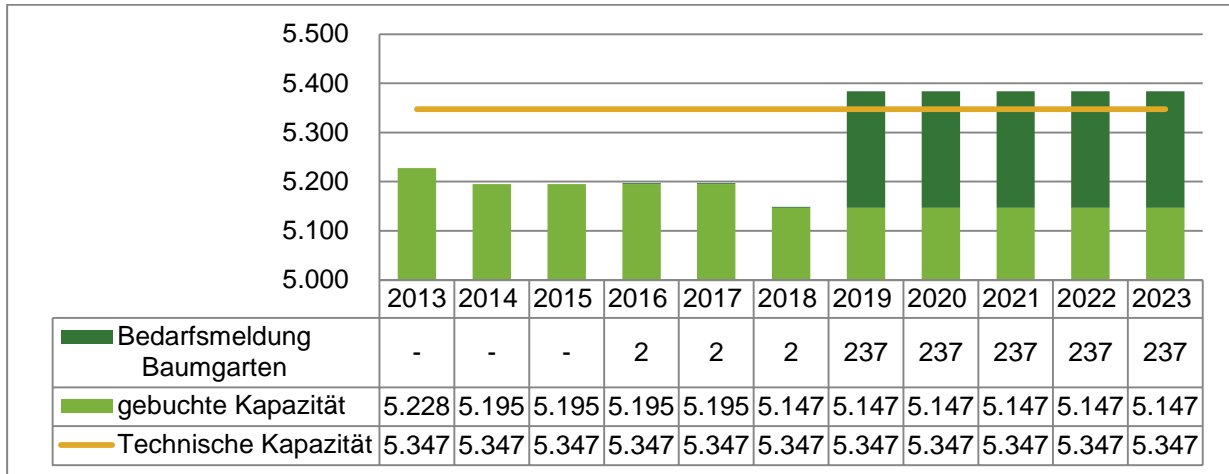
Ausgehend von den Ergebnissen dieser Marktumfrage hat TAG GmbH eine Szenarioanalyse für den Zeitraum 2014-2023 dargestellt, die auch folgende Parameter berücksichtigt:

- 1) Technische Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein
- 2) Freie Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten Baumgarten und Arnoldstein
- 3) Erhöhung der potentiellen Kapazität anhand der Marktumfrage

8.2.1 Einspeisepunkt Baumgarten

Abbildung 23 zeigt, wie sowohl die technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten als auch die freie Kapazität bis 2018 konstant bleiben. Eine Erhöhung der freien Kapazität ergibt sich erst ab 2018 auf Grund der Veränderung der Vertragsbedingungen mit einem Netzbenutzer. Keine Veränderung der freien Kapazität lässt sich derzeit von der TAG GmbH für 2023 (Fristablauf von einigen mehrjährigen Verträgen) ableiten. Das ergibt sich aus der Tatsache, dass manche Kapazitätsverträge eine Klausel enthalten, wonach die Netzbenutzer der TAG Anspruch auf eine Verlängerung des Vertrages bis zu 10 Jahren haben.

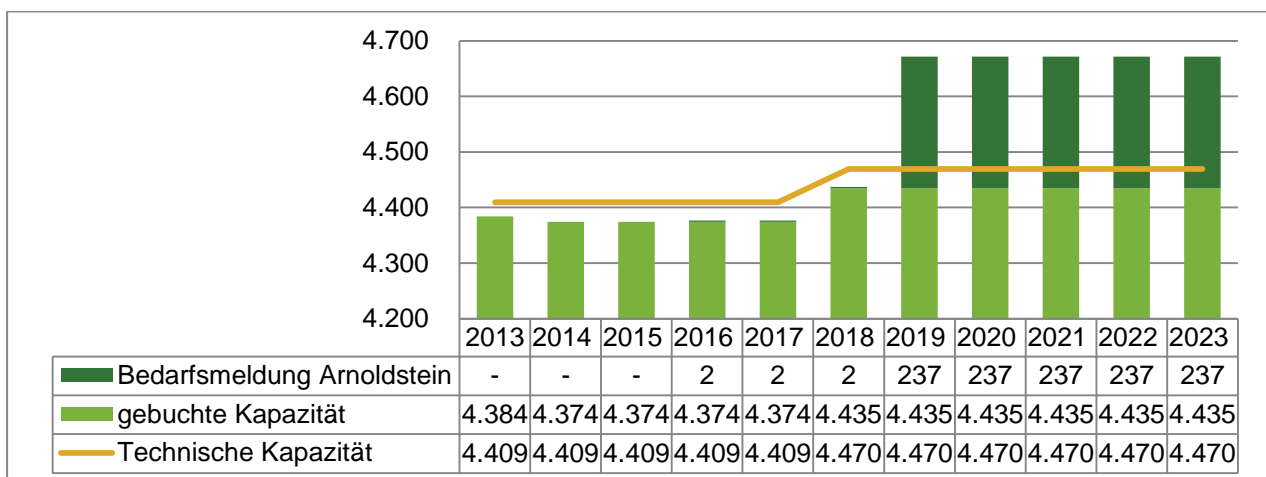
Abbildung 23: Kapazitätsbedarf/ gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (in 1.000 Nm³/h)



8.2.2 Ausspeisepunkt Arnoldstein

Abbildung 24 zeigt, wie sowohl die technische Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein grundsätzlich für den ganzen Prognosezeitraum (2014-2017:4.409.436 Nm³/h 2018-2023: 4.469.613 nm³/h) als auch die freie Kapazität bis Ende des Jahrzehntes konstant bleiben. Die Kapazitätsänderung ab 2018 basiert auf einer Änderung der vertraglichen Bedingungen mit einem Netzbenutzer. Keine Veränderung der freien Kapazität lässt sich derzeit von der TAG GmbH für 2023 (Fristablauf von einigen mehrjährigen Verträgen) ableiten. Das ergibt sich aus der Tatsache, dass manche Kapazitätsverträge eine Klausel enthalten, wonach die Netzbenutzer der TAG Anspruch auf eine Verlängerung des Vertrages bis zu 10 Jahren haben.

Abbildung 24: Kapazitätsbedarf/ gebuchte Kapazität/ technische Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein (in 1.000 Nm³/h)

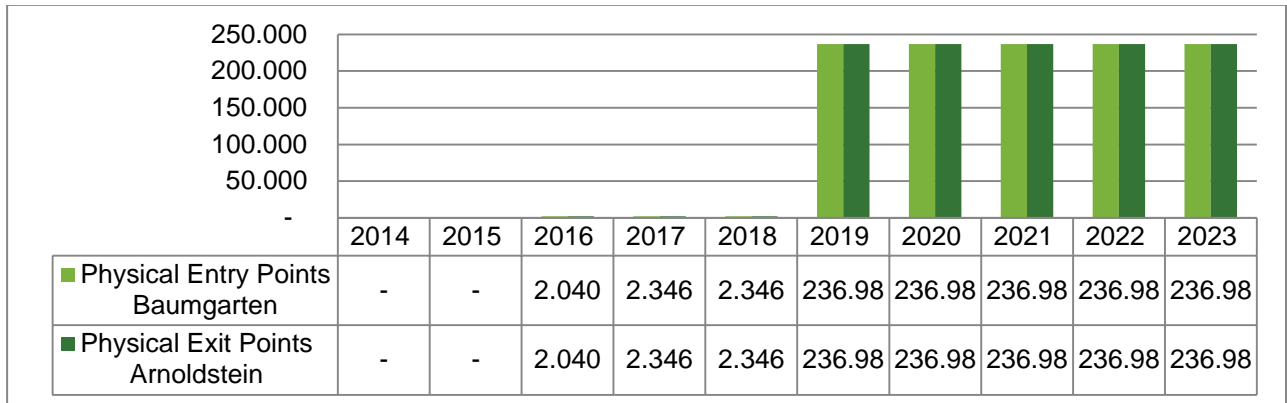


8.2.3 Marktumfrage

Wie bereits erwähnt, hat die von der TAG GmbH durchgeführte Marktanalyse einen geringen zusätzlichen Kapazitätsbedarf von ihren Benutzern und potentiellen Netzbenutzern gezeigt. Dieser Kapazitäts-

bedarf impliziert für die TAG GmbH keine Planung zur Erhöhung der Transportkapazität in der TAG Fernleitung. Die von der Umfrage abgeleitete Kapazitätserhöhung ab 2019 stammt von einem potentiellen Netzbenutzer und ist ausschließlich verbunden mit der Wirksamkeit des „NABUCCO West Pipeline“ ab 2019.

Abbildung 25: Ergebnisse der Marktumfrage in Nm³/h



8.3 Auswertung und Prognose für den Zeitraum 2014 – 2023

Auf Grund der vorläufigen und der durch die im März 2013 durchgeführte Marktumfrage prognostizierten Bedingungen enthält der NEP von TAG GmbH im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans für den Planungszeitraum 2014-2023 keine Ausbaunotwendigkeit des TAG Systems. Zuletzt sind, im Betrachtungszeitraum 2014 – 2023, an den Abzweigpunkten in das Verteilergelände aktuell keine Einschränkungen erkennbar. Die Bedarfsentwicklung des Verteilergeländes wird aufmerksam beobachtet, um gegebenenfalls notwendige Maßnahmen vorausschauend planen zu können.

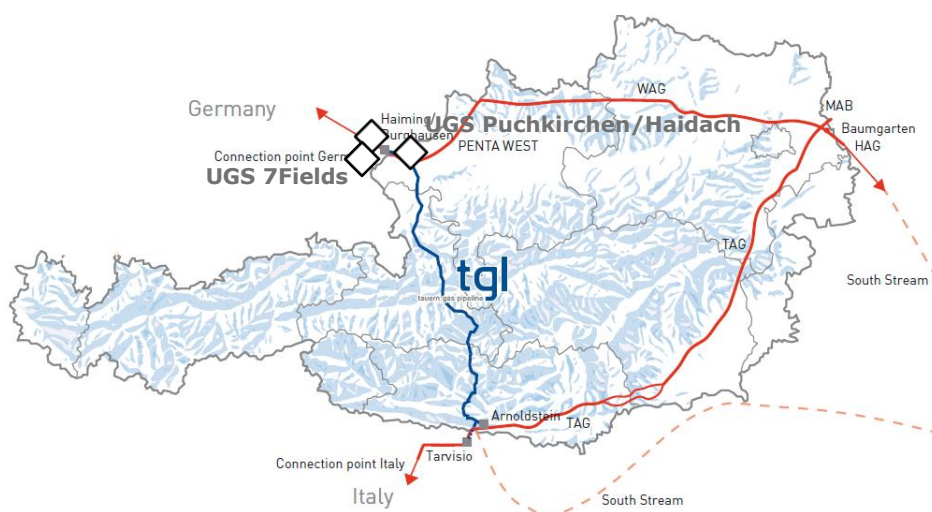
9 Netzentwicklungsplan Tauerngasleitung GmbH

9.1 Status Quo der Tauerngasleitung GmbH

Die Tauerngasleitung GmbH verfügt seit Februar 2011 über einen Konzessionsbescheid als Fernleitungsnetzbetreiber. Auf nationaler Ebene hat die Tauerngasleitung GmbH im Herbst 2012 und zu Beginn 2013 die Einreichungen zum UVP-Verfahren in Oberösterreich, Kärnten und Salzburg durchgeführt. Auf europäischer Ebene hat sich die Tauerngasleitung GmbH 2012 um den Status eines PCI - project of common interest - im Grip NSI-CEE beworben. Weiterer europäischer Bedeutungsfaktor ist die abermalige Gewährung einer TEN-E-Förderung für die Tauerngasleitung. Entsprechend den Entwicklungen im Bereich des GWG führt die Tauerngasleitung GmbH derzeit (Mai bis September 2013) ein internationales Bieterverfahren durch, um den nationalen Unbundlingvorgaben nachzukommen.

9.2 Ein- und Ausspeisepunkte der Tauerngasleitung

Abbildung 26: Grafische Darstellung Tauerngasleitung mit Bezug auf relevante Speichieranbindungen



Die Tauerngasleitung wird für eine technische Transportkapazität von 1,3 Mio Nm³/h bidirektional also sowohl in Nord-Süd als auch in Süd-Nord-Richtung ausgelegt. Das Ergebnis der Markterhebung 5GL hat diese Dimensionierung bestätigt.

Geplante Fernleitungsanbindungen:

- Entry/Exit point Haiming/Überackern
- Arnoldstein TAG
- Entry/Exit point Arnoldstein / Tarvis

vorgesehene Verteilernetzanbindungen:

- Auerbach: Netz der Oberösterreichischen Ferngas Netz GmbH
- Golling: Netz der Salzburg Netz GmbH
- Radenthein: Netz der Kelag Netz GmbH

9.3 Prognostizierter Kapazitätsbedarf gemäß Markterhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten der Tauerngasleitung GmbH

Im Zeitraum August bis Oktober 2011 hat die Tauerngasleitung GmbH eine europaweite unverbindliche Markterhebung mit den Fernleitungspartnern NET4Gas (Tschechien), bayernets (Bayern) und plinovodi (Slowenien) durchgeführt. Ziel dieser Markterhebung war es, das Interesse an potentiellen Transportrouten in Form einer Nord-Süd-Achse zwischen Tschechien, Deutschland, Österreich, Italien und Slowenien abzufragen. An einer weiteren Abfrage auf rein nationaler Ebene Ende Februar 2013 hat sich die Tauerngasleitung GmbH, als Interconnector, nicht mehr beteiligt. Die Tauerngasleitung als Interconnector zwischen Deutschland und Italien stellt mit ihrer geplanten Trassenführung von Haiming/Überacker bis nach Arnoldstein/Tarvis bzw. slowenische Grenze einen maßgeblichen Abschnitt dieser Nord-Süd-Achse dar. Durch die nationale Anbindung an das österreichische Verteilernetz in Oberösterreich, Salzburg und Kärnten wird durch die Tauerngasleitung einerseits die österreichische Versorgungssicherheit und die Flexibilität im nationalen Verteilernetz erhöht. Die Tauerngasleitung sieht ihren Beitrag in Österreich auch darin zur Auflösung des Bottleneck in Oberkappel indirekt beizutragen. Weiters kommt Österreich mit der Errichtung eines Nord-Süd-Interconnectors der Unterstützung der europäischen Ziele einer Erhöhung der Marktintegration, der Belebung von Wettbewerb und der Erhöhung der Versorgungssicherheit nach und ermöglicht andererseits - nicht nur – direkt benachbarten Ländern den Zugang zu den österreichischen Speichern.

Insgesamt konnten 61 Nominierungen von 18 potenten Netzbenutzern und Händlern in einer Größenordnung von 547 GWh/d registriert werden. Diese Nominierungen teilen sich auf die in der nachfolgenden Grafik dargestellten Ein- und Ausspeisepunkte auf.

Abbildung 27: Kapazitätsbedarf an den Ein- und Ausspeisepunkten der Tauerngasleitung GmbH

Market Survey „Five Gas Market Links“ Results



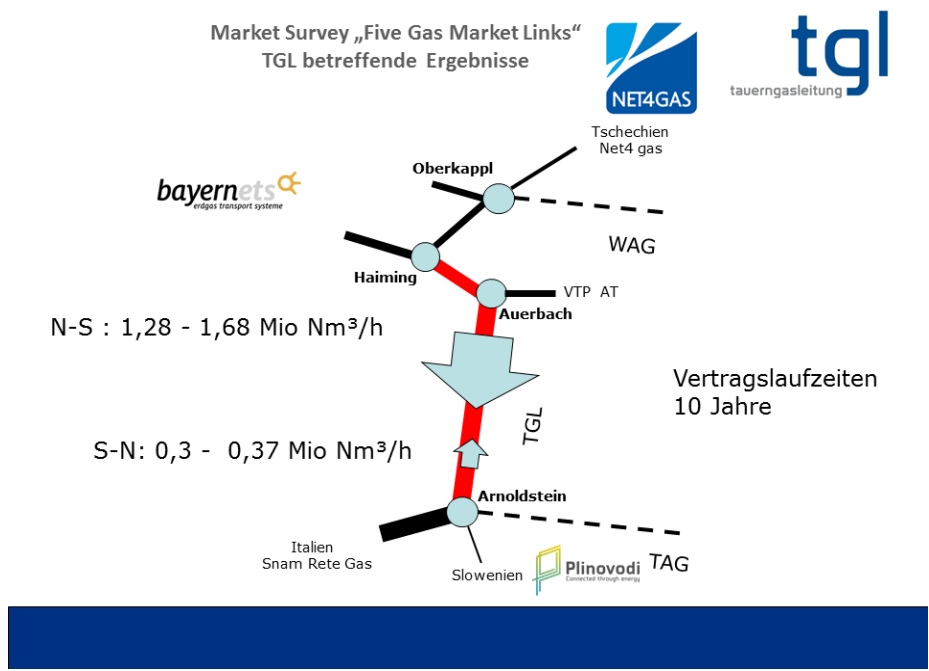
61 nominations
get 5GL from 18
traders or
suppliers

The complete transportation quantity are **547,01 GWh/d**

6 Entry Points	Entries	capacity in (GWh/d)	Exits	capacity in (GWh/d)
Germany/IP Haiming-NCG	13	180,74	3	30,14
Germany/IP Oberkappel- NCG	16	143,82	9	33,82
Austria/VTP	17	148,61	19	136,65
Italy/Travisov- PSV	12	65,40	24	314,96
Czech Republic/ new IP CZ/AT border -VOB	2	7,00	1	8,20
Slovenia/new IP SI/AT border - VTP	1	1,44	5	23,24
	61	547,01	61	547,01

Nähere Details zur Markterhebung sind auf der Homepage der Tauerngasleitung GmbH www.tauerngasleitung.at/5GL

Abbildung 28: Ergebnis der Marktabfrage für Vertragslaufzeiten von 10 Jahren für die Tauerngasleitung GmbH



In Nord-Süd-Transportrichtung wurden Transporte in Höhe von 1,28 bis 1,68 Mio Nm³/h nominiert. In Süd-Nord-Transportrichtung liegen die Nominierungen in einer Größenordnung von 0,3 bis 0,37 Mio Nm³/h. Wie aus der Grafik erkennbar ist, liegt der Schwerpunkt des Transportinteresses in den Anfangsjahren in Nord-Süd-Richtung von Deutschland über Österreich nach Italien. Insgesamt konnte bei der Markterhebung festgestellt werden, dass die am Markt positionierbaren maximalen Vertragslaufzeiten schwerpunktmäßig bei 10 Jahren liegen.

9.4 Analyse des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs nach Ein- und Ausspeisepunkten

In der Markterhebung 5GL wurde der Bedarf an zusätzlichen Transportkapazitäten entlang einer Nord-Süd-Achse zwischen den Märkten Tschechien, Deutschland (NCG), Österreich, Italien und Slowenien abgefragt. Dementsprechend sind die Markterhebungsergebnisse für einen Netzentwicklungsplan als Basis heranzuziehen. Ein aktuelles Update auf rein nationaler Ebene, wie von den anderen Fernleitungsnetzbetreibern dargestellt, wurde von der Tauerngasleitung als Interconnector nicht durchgeführt. Zwei weitere geplante Pipeline-Projekte mit der angrenzenden tschechischen Republik zeigen die Nachfrage einer Nord-Süd-Verbindung von Deutschland/Tschechien bis hin nach Slowenien/Italien. (ONI, Mozart)

Hervorzuheben ist, dass man auf deutscher Seite bereits den Engpass bei Haiming erkannt hat, dort reagiert man mit der Monaco-Leitung. Damit wird erreicht, dass im süddeutschen Raum die nachgefragten Kapazitäten auch zukünftig technisch transportiert werden können. Umgekehrt ergänzt die Tauerngasleitung auf österreichischer Seite die technische Möglichkeit des Weitertransportes dieser nachgefragten Kapazitäten in den Süden.

Der von Slowenien nachgefragten Anbindung an Speichervolumen kann die Tauerngasleitung mit dem Anschluss an die großen Speicher in Österreich (7fields) ebenfalls nachkommen. Die Bedeutung der Tauerngasleitung ist nicht nur als weitere Tangente für eine Sicherung des innerösterreichischen Gasversorgungsbereiches zu sehen, sondern ist vor allem im europäischen Konnex zu sehen.

10 Projekte

10.1 Monitoring bereits abgeschlossener Projekte

Verlängerung des Pressure Service Agreement

Projektname:	Verlängerung des <i>Pressure Service Agreement</i> (PSA) zw. BOG GmbH und den Betreibern der MEGAL Süd zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems in Oberösterreich		
Projektträger:	BOG GmbH	Fertigstellung:	01.10.2012
Projektziel und -Beschreibung:			
Ziel dieses Projekts war die Verlängerung bzw. Abänderung des bestehenden PSA mit Open Grid Europe (OGE) und GRTGaz Deutschland (GRTGaz D) (1.10.2012 – 31.12.2013) zur kurzfristigen Beseitigung des Druckproblems im OÖ. Verteilnetz, welches unter bestimmten Gasflussszenarien auftrat. Dazu mussten auch die analogen Vereinbarungen mit dem Betreiber der Penta West (Gas Connect Austria, GCA) sowie der AGGM überprüft und angepasst werden. Die Verlängerung wurde für ein Jahr gültig. Eine Verlängerung um jeweils ein Jahr ist vor Ablauf zu prüfen.			
Ökonomische Daten:			
Häufigkeit der Nutzung und resultierende Kosten des PSA 2013: Die entsprechende Daten werden der Behörde gesondert vorgelegt			
Projektstatus:			
Das PSA wurde für den Zeitraum von 1.10.2012 – 31.12.2013 abgeschlossen. Mit Abschluss des PSA ist Spruchpunkt 1 des Bescheids V KNEP G 01/12 erfüllt.			

Pre-Feasibility & Feasibility Study

Projektname:	Pre-Feasibility & Feasibility Study – Langfristige Deckung des Kapazitäts- und Druckbedarfs in Oberösterreich		
Projektträger:	BOG GmbH	Fertigstellung:	2014
	AGGM	Status:	01.10.2013
Projektziel und -Beschreibung:			
<p>Ziel dieses vom Marktgebietsmanager koordinierten Projekts war die Analyse der Hydraulischen Situation und die Entwicklung von nachhaltigen Lösungskonzepten zur Beseitigung des Druckproblems im OÖ. Verteilnetz, welches unter bestimmten Gasflussszenarien auftreten konnte. Dazu wurden das Verteilnetz, das Fernleitungsnetz sowie regionale Gegebenheiten über das Marktgebiet hinaus (teile des deutschen Fernleitungsnetzes) in Betracht gezogen. Das Projekt wurde in zwei Phasen unterteilt:</p> <p>Pre-Feasibility: Ergebnis der ersten Phase des Projekts ist eine <i>Pre-Feasibility-Study</i>, in welcher verschiedene nach Analyse der hydraulischen Situation Lösungskonzepte, Realisierbarkeit und erster Abschätzung der zu erwartenden Investitionskosten sowie mögliche regulatorische Besonderheiten erarbeitet und evaluiert wurden. Ergebnisse liegen vor.</p> <p>Feasibility: In der zweiten Phase soll(en) unter Einbindung der eventuell zusätzlich betroffenen Netzbetreiber und Stakeholder 2-3 Varianten umfassend analysiert und bis zur Projektreife weiterentwickelt werden. Die Ergebnisse der <i>Feasibility Study</i> sollen mit Q2 2014 vorliegen. Phase 2 wird mit einer abschließenden bindenden Marktbefragung (Market-Test) abgeschlossen.</p>			
Projektstatus:			
<p>Pre-Feasibility Study: abgeschlossen; Feasibility Study: on hold</p> <p>Aufgrund der durch Einführung des neuen Marktmodells deutlich entspannten Situation am IP Oberkappel sowie an den AZP Bad Leonfelden und Rainbach sind zur Zeit keine Ausbaumaßnahmen notwendig. Die Arbeitsgruppe kam zu dem Resultat, die Situation sowie die bis dato unabsehbaren Auswirkungen durch die Erweiterung der Speicher Haidach sowie 7Fields die Situation für einen Zeitraum von zwei Jahren weiter zu beobachten und dann falls notwendig weitere Schritte zu setzen. Weiters wurde eine Verlängerung des PSA (Projekt BOG-2013/01) für Notfallsituationen empfohlen.</p> <p>Mit oben angeführter Analyse wurde Spruchpunkt 2 des Bescheids V KNEP G 01/12 abgedeckt.</p>			

10.2 Monitoring bereits genehmigter Projekte**G00.040**

Projektname:	G00.040 Reverse Flow Teil Baumgarten		
Projektträger:	Gas Connect Austria	Fertigstellung:	Q1 / 2016
	GmbH	Stand vom:	20.08.2013
Projektziel:			
<p>Ziel des Projektes ist es, die Kapazität des physikalischen Gasflusses aus dem Verteilernetz in das Fernleitungsnetz zu erhöhen um an den Produktions- und Speicher Einspeisepunkten im Verteilernetz eine möglichst hohe garantierte Kapazität ausweisen zu können.</p>			
Besonders zu beachten:			
<p>Das Projekt ist in Verbindung mit dem Stationsumbau in Auersthal, (Langfristplanung 2013 Projekt 2012/2) und mit der Kapazitätsbestellung Exit PVS2 --> PVS1 (Langfristplanung 2013 Projekt</p>			

<p>2012/2) zu sehen. Das Projekt steht in direkter Konkurrenz zum Penta West Ausbau, der in Kapitel 10.3 beschrieben ist.</p>
<p>Projektbeschreibung:</p> <p>In der Station Baumgarten soll die Übergabestation MS5 bidirektional betreibbar sein. Dazu ist es erforderlich, dass die Übergabestation ausgekreuzt wird. Es müssen all jene Fahrweisen realisierbar sein, die es ermöglichen, Gas im Fernleitungsnetz zu- und ableiten zu können. Voraussichtlich wird es erforderlich sein, das Stationsgelände zu erweitern.</p>
<p>Technische Daten:</p> <p>Die Übergabestation soll zum bidirektionalen Betrieb eingerichtet werden. Die weiteren technischen Spezifikationen der Messanlage werden nicht verändert.</p> <p>Folgende Entry-Kapazitäten in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes dem Verteilergelände zur Verfügung stehen:</p> <p>Einspeisekapazität FZK 570.000 Nm³/h Einspeisekapazität UK 1.230.000 Nm³/h</p>
<p>Ökonomische Daten:</p> <p>Investitionsschätzkosten: Mio € [REDACTED]. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 30 %, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Dies beinhaltet einerseits die Unsicherheiten, die sich aus fehlenden technischen Planungsparametern ergeben und andererseits auch die Unsicherheiten im Bereich der Ausführung. Substitutionsmaßnahmen, welche sich aus potentiellen Transporteinschränkungen, die sich während des Betriebes des G00.040 RF-Systems ergeben könnten, wurden nicht berücksichtigt.</p>
<p>Projektbegründung:</p> <p>Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um die Kapazität der im Verteilnetz angeschlossenen Speicher zum virtuellen Handelspunkt zu erhöhen. Dadurch wird die Liquidität des Gasmarktes und die europäische Versorgungssicherheit erhöht.</p>
<p>Projektstatus: Voraussetzung des Projektstarts ist der Abschluss des Projekts 2012/2 der Langfristplanung 2012 und die Erreichung der darin definierten Ausbauschwelle.</p>

10.3 Projektanträge

BOG 2013/01 - Pressure Service Agreement

Projektname:	Verlängerung des <i>Pressure Service Agreement</i> (PSA) zw. BOG Gmbh und den Betreibern der MEGAL Süd zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilnetz		
Projektträger:	BOG GmbH	Fertigstellung:	Q4/2013
		Stand vom:	1.06.2013
Projektziel:	<p>Ziel dieses Projekts ist die Verlängerung bzw. Abänderung des bestehenden PSA mit Open Grid Europe (OGE) und GRTGaz Deutschland (GRTGaz D) zur Gewährleistung der Versorgung des Großraums Linz im Fall von technischen Gebrechen im oberösterreichischen Verteilnetz. Dazu müssen auch die analogen Vereinbarungen mit dem Betreiber der Penta West (Gas Connect Austria, GCA) sowie der AGGM überprüft und angepasst werden. Die Verlängerung ist zunächst für ein Jahr (01.01.2014-31.12.2014) gültig. Eine Verlängerung um jeweils ein Jahr ist vor Ablauf zu prüfen.</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Mit dieser Maßnahme soll die Versorgung des Inlands in Notfällen sichergestellt werden.</p>		
Projektbeschreibung:	<p>Die Betreiber der MEGAL stellen auf Aufforderung von AGGM über BOG bei Transportrichtung W-O einen höheren als den laut Designparametern vereinbarten Übergabedruck am Übergabepunkt Oberkappel bereit. Dies erfordert eine analoge Vereinbarung mit Gas Connect Austria als Betreiber der Penta West (PW) über die Einhaltung eines kompatiblen Übergabedrucks an der Schnittstelle PW/WAG (BOP 14).</p> <p>Dies erlaubt in weiterer Folge die Lieferung von Gas mit ausreichendem Druck an den AZP Bad Leonfelden sowie Rainbach.</p>		
Technische Daten:	---		
Ökonomische Daten:	<p>Die der BOG GmbH von OGE/GRTGaz D verrechneten Kosten werden von ECA nach der „Methode gem. §82 GWG 2011“ ohne Abschlag im Tarif als Energiekosten anerkannt und nach vier Jahren mit den tatsächlichen Werten berücksichtigt. Sie werden daher nicht an die AGGM bzw. die Verbraucher im Marktgebiet weiterverrechnet.</p>		
Öffentliches Interesse:	ja		
Projektstatus:	Das Projekt wird zur Genehmigung eingereicht.		

GCA 2013/02 - Penta West Ausbaustufe 1

Projektname:	Penta West Ausbaustufe I		
Projektträger:	Gas Connect Austria	Fertigstellung:	Q3/2017
	GmbH	Stand vom:	30.09.2013
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen, um einerseits die angemeldete Speicherkapazität auf fester Basis darstellen zu können und den zusätzlich eingemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern zu decken.			
Besonders zu beachten:			
Die Investition beschränkt sich nur auf das an den Ein-/Ausspeisepunkt Überackern angeschlossene österreichische Fernleitungssystem (Penta West), da beim zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf von Substitutionskapazität ausgegangen wird. Analog zum Projekt G00.040 hat auch die Penta West Ausbaustufe das Potenzial, die Anbindung der Speicher an den virtuellen Handlungspunkt zu verstärken.			
Projektbeschreibung:			
In Überackern muss eine zusätzliche Verdichterstation für den Transport von 710.000 Nm ³ /h in Richtung Oberkappel errichtet werden. Weiters ist die Messkapazität der SUDAL Schiene zu erhöhen. Eine einfache technische Möglichkeit bietet eine Auskreuzungen der Schienen SÜDAL und ABG.			
Technische Daten:			
Folgende zusätzliche garantierte Ein-/Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern und 7Fields in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:			
Einspeisepunkt Überackern	285.500 Nm ³ /h		
Ausspeisepunkt Überackern	35.000 Nm ³ /h		
Einspeisepunkt 7Fields	250.000 Nm ³ /h		
Ausspeisepunkt 7Fields	250.000 Nm ³ /h		
Ökonomische Daten:			
Investitionskostenbasis 2013: Mio € ■■■. Die Kostenschätzung versteht sich mit deiner Genauigkeit von +/- 20%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Ausbauschwelle für die Realisierung des Projekts wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen entsprechend der CAM Logik bzw. die dem Punkt Speicher 7Fields zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen durch das Speicherunternehmen gedeckt werden.			
Projektbegründung:			
Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um die Kapazität des im Fernleitungsnetz angeschlossenen Speichers 7Fields als garantierte Kapazität darstellen zu können und gleichzeitig den zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern teilweise zu decken. Darüber hinaus wird die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht. Dieses Projekt dient zur Erfüllung der Auflagen im Spruchpunkt 3 des Bescheids V KNEP G 01/12.			
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.			

GCA 2013/03 - Penta West Ausbaustufe 2

Projektname:	Penta West Ausbaustufe II		
Projektträger:	Gas Connect Austria	Fertigstellung:	Q3/2019
	GmbH	Stand vom:	30.09.2013
Projektziel:			
Ziel des Projektes ist es die technische Kapazität am Ein- und Ausspeisepunkt Überackern zu erhöhen, um einerseits die angemeldete Speicherkapazität auf fester Basis darstellen zu können und den gesamten zusätzlich eingemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern zu decken.			
Besonders zu beachten:			
Die Investition beschränkt sich nur auf das an den Ein-/Ausspeisepunkt Überackern angeschlossene österreichische Fernleitungssystem (Penta West), da beim zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf von Substitutionskapazität ausgegangen wird. Analog zum Projekt G00.040 hat auch die Penta West Ausbaustufe das Potenzial, die Anbindung der Speicher an den virtuellen Handlungspunkt zu verstärken. und stellt Erweiterung zum Projekt Penta West Ausbaustufe 1 dar.			
Projektbeschreibung:			
Aufgrund der sehr großen Transportmengenanforderung ist ein Eingriff bzw. eine Modifikation des bestehenden Penta West Systems nicht mehr sinnvoll. Für diese Mengen muss parallel zum bestehenden Netz ein neues System für die zusätzliche Kapazität aufgebaut werden. Das bedeutet eine neue ÜMS Neustift inkl. Verdichterstation, eine [REDACTED] Loop-Leitung [REDACTED], neue Messstation in Überackern, sowie eine zusätzliche Verdichterstation für den Transport von Überackern nach Neustift.			
Technische Daten:			
Folgende zusätzliche garantierte Ein-/Ausspeisekapazitäten am Punkt Überackern in das Fernleitungsnetz sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:			
Einspeisepunkt Überackern 1.679.500 Nm ³ /h			
Ausspeisepunkt Überackern 1.429.000 Nm ³ /h			
Einspeisepunkt 7Fields 250.000 Nm ³ /h			
Ausspeisepunkt 7Fields 250.000 Nm ³ /h			
Ökonomische Daten:			
Investitionskostenbasis 2013: Mio € [REDACTED]. Die Kostenschätzung versteht sich mit deiner Genauigkeit von +/- 20%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Ausbauschwelle für die Realisierung des Projekts wird erreicht, wenn die dem Punkt Überackern zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen entsprechend der CAM Logik bzw. die dem Punkt Speicher 7Fields zuzuordnenden Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen durch das Speicherunternehmen gedeckt werden.			
Projektbegründung:			
Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um die Kapazität des im Fernleitungsnetz angeschlossenen Speichers 7Fields garantiert darstellen zu können und gleichzeitig den zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern zu decken. Darüber hinaus wird die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht. Des Weiteren dient dieses Projekt zur Erfüllung der Auflagen im Spruchpunkt 3 des Bescheids V KNEP G 01/12.			
Projektstatus: Das Projekt wird unter den in den ökonomischen Daten angeführten Bedingungen zur Genehmigung eingereicht.			

11 Zusammenfassung und Ausblick

Die Entwicklung des Gasmarkts auf europäischer und nationaler Ebene erfordert neben einer Koordination von FNB auf europäischer Ebene auch eine intensive Koordination der nationalen FNB, um gemeinsam bestmöglich zur Versorgungssicherheit beizutragen. GCA sieht dabei die Hauptaufgabe der Rolle des MGM als koordinierendes Bindeglied und Dienstleistungsplattform bei der sinnvollen Verbindung des europäischen Top-down Ansatzes durch ENTSOG mit dem nationalen Bottom-up Ansatz der LFP durch AGGM.

Die österreichischen FNB haben im Zuge der Erstellung des jeweiligen NEPs eine Marktbefragung an den Ein- und Ausspeisepunkten durchgeführt. Nach Gegenüberstellung der Bedarfserhebung an den Ein- und Ausspeisepunkten mit der korrespondierenden technischen und freien Leitungskapazität, wurden potentielle Engpässe an den Ein- und Ausspeisepunkten Überackern SUDAL und ABG, 7Fields und temporär am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár ermittelt. Die Marktbefragung von BOG und TAG hat keine potentiellen Engpässe signalisiert. Die Tauerngasleitung GmbH hat mit der Markterhebung 5GL (Zeitraum August bis Oktober 2011, veröffentlicht auf der Homepage der Tauerngasleitung GmbH) einen zusätzlichen Kapazitätsbedarf entlang einer Nord-Süd-Achse ab 2017 ermittelt und somit die Sinnhaftigkeit der Tauerngasleitung dargestellt. Die behördlichen Genehmigungsverfahren werden eingeleitet.

Aus der Analyse des NEPs der BOG geht hervor, dass sich die Kapazitätssituation am IP Oberkappel signifikant entspannt hat. Dies ist sowohl auf Ausbaumaßnahmen auf deutscher sowie auf österreichischer Seite (WAG Expansion 3) als auch durch eine seit Beginn 2013 zu beobachtende Umkehr des Gasflusses (Ost-West) zurückzuführen. Außerdem hat sich die Drucksituation im Inland (Raum Oberösterreich) einerseits wiederum durch die Inbetriebnahme der WAG Expansion 3 andererseits durch die durch das Entry/Exit System erhöhte Flexibilität und die damit verbundene Möglichkeit, Gas an hydraulisch günstigeren AZs zu entnehmen, signifikant entspannt. Des Weiteren werden durch die Use It Or Lose It (UIOLI) Einführung zusätzliche kurzfristige FZK Kapazitäten am IP Oberkappel angeboten, die, wie die nachfolgenden Diagramme zeigen, nicht ausgebucht sind, was ein weiterer Beweis der Entspannung der Lage am IP Oberkappel ist. Somit ist die Versorgung des Inlands sowie der Speicher gewährleistet. Trotzdem wird die Entwicklung des Bedarfs aufmerksam beobachtet, um die zeitgerechte Planung möglicher Maßnahmen zu gewährleisten.

Die Analyse des NEPs der GCA hinsichtlich der technischen Notwendigkeit und Wirtschaftlichkeit des Angebots der zusätzlich angefragten Kapazitäten hat ergeben, dass der eingemeldete Kapazitätsbedarf am Ein-/Ausspeisepunkt Überackern zusätzlicher Investitionen im Fernleitungssystem der GCA bedarf. Die definierten Ausbauschwellen werden unter der Bedingung eingereicht, dass sich die jeweils geschaffene zusätzliche Kapazität in verbindlicher Nachfrage manifestiert und dass sich die im Projekt zugrundeliegenden Rahmenbedingungen zum Zeitpunkt der FID (Tarifstabilität & Stabilität der prognostizierten Absatzmengen) nicht ändern. Da in den Kapazitätsdatenerhebungen von BOG und TAG sowie im Verteilergebiet kein korrespondierender Kapazitätsbedarf gemeldet wurde ist beim zusätzlich angemeldeten Kapazitätsbedarf von Substitutionskapazität auszugehen. Außerdem zeichnet sich ein derartiger Mehrbedarf an Transportkapazität ab 2014 aus dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 in Deutschland nicht ab. Die Kapazitätssituation an den beschriebenen Engpässen wird laufend beobachtet, analysiert und ausgewertet, um notwendige Maßnahmen zu initialisieren.

Die Analyse des NEPs der TAG ergibt, dass der zusätzliche Kapazitätsbedarf mit dem bestehenden Leitungssystem gedeckt werden kann und demnach kein Ausbaubedarf besteht.

Zudem bestätigen sowohl der TYNDP 2012 in seinen Auswertungen der definierten Engpassszenarien mit >20 % und das N-1 Szenario von 233%, welches vom VGM und MGM erstellt wurde, eine überdurchschnittliche Flexibilität für den österreichischen Gasmarkt und die Analyse, dass die zusätzlich angefragten Kapazitäten mit der bestehenden Infrastruktur gedeckt werden können.

Die Stakeholder sind dazu eingeladen ihr Feedback zum KNEP 2014 – 2023 an den MGM (marktgebietsmanager@gasconnect.at) zu übermitteln, um zur Weiterentwicklung der zukünftigen Ausgaben beizutragen.

12 Abkürzungsverzeichnis

AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
AT	Österreich
AZ	Abzweigpunkt
bar(a)	Bar absolut
BOG	Baumgarten-Oberkappel Gasleitungs GmbH
CAM	Capacity Allocation Mechanism
CEGH	Central European Trading Hub
DE	Deutschland
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
Einspeisepunkt	Einspeisepunkt
ENTSO	European Network of Transmission System Operators
Ausspeisepunkt	Ausspeisepunkt
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GCV	Gross Calorific Value (Brennwert)
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunden
GRIP	Gas Regional Investment Plan
IP	Interconnection Point
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
KWh	Kilowattstunden
LFP	Langfristige Planung
MAB	March Baumgarten Gasleitung
MGM	Marktgebietsmanager
MW	Megawattstunden
MWh	Megawattstunden
NEP	Netzentwicklungsplan
Nm ³ /h	Normalkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C)
PSA	Pressure Service Agreement
SK	Slowakei
SOL	Süd Ost Leitung
SOS	Security of Supply
TAG	Trans Austria Gasleitung
TGL	Tauerngasleitung
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
ÜACK	Überackern
VGM	Verteilergebetsmanager
VHP	Virtueller Handlungspunkt
VS	Verdichterstation
ÜMS	Übergabemesstation

13 Abbildungsverzeichnis


Abbildung 1: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - Physische Einspeisepunkte (in 1.000 Nm ³ /h)	16
Abbildung 2: Prognostizierter Kapazitätsbedarf - Physische Ausspeisepunkte (in 1.000 Nm ³ /h)	17
Abbildung 3: Prognostizierter Kapazitätsbedarf – Nicht -Physische Einspeisepunkte (in 1.000 Nm ³ /h)	17
Abbildung 4: Prognostizierter Kapazitätsbedarf– Kapazitäten ohne Zugang zum VHP (in 1.000 Nm ³ /h)	18
Abbildung 5: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt 7Fields (in 1.000 Nm ³ /h).....	20
Abbildung 6: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt 7Fields (in 1.000 Nm ³ /h).....	20
Abbildung 7: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität an den Einspeisepunkten Überackern ABG/SUDAL (in 1.000 Nm ³ /h)	22
Abbildung 8: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität an den Ausspeisepunkten Überackern ABG/SUDAL (in 1.000 Nm ³ /h)	23
Abbildung 9: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár (in 1.000 Nm ³ /h).....	25
Abbildung 10: Entwicklung der technischen Transitzkapazitäten auf der WAG (FZK) in Nm ³ /h	27
Abbildung 11: Gegenüberstellung En/Ex Kapazitäten am IP Oberkappel (Design) in Nm ³ /h.....	29
Abbildung 12: Auslastung IP Oberkappel/BOP 14/Segment Arnreit – BOP 14 in Mio. kWh	30
Abbildung 13: Auslastung IP Oberkappel/BOP 14/ Segment Arnreit – BOP 14 in Mio. kWh - Detail	31
Abbildung 14: Vermarktete Entry Kapazitäten am IP Oberkappel	32
Abbildung 15: Vermarktete Exit Kapazitäten am IP Oberkappel.....	32
Abbildung 16: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (in 1.000 Nm ³ /h)	33
Abbildung 17: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Baumgarten (in 1.000 Nm ³ /h)	33
Abbildung 18: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel (in 1.000 Nm ³ /h) DZK.....	34
Abbildung 19: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Oberkappel (in 1.000 Nm ³ /h) DZK.....	34
Abbildung 20: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Oberkappel (in 1.000 Nm ³ /h) FZK	34
Abbildung 21: Kapazitätsbedarf/gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Ausspeisepunkt Oberkappel (in 1.000 Nm ³ /h) FZK	35
Abbildung 22: Schematische Darstellung der Szenarien aus der Marktbefragung.....	36
Abbildung 23: Kapazitätsbedarf/ gebuchte Kapazität/technische Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten (in 1.000 Nm ³ /h)	41
Abbildung 24: Kapazitätsbedarf/ gebuchte Kapazität/ technische Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein (in 1.000 Nm ³ /h).....	41
Abbildung 25: Ergebnisse der Marktumfrage in Nm ³ /h	42
Abbildung 26: Grafische Darstellung Tauerngasleitung mit Bezug auf relevante Speicheranbindungen	43
Abbildung 27: Kapazitätsbedarf an den Ein- und Ausspeisepunkten der Tauerngasleitung GmbH	44
Abbildung 28: Ergebnis der Marktabfrage für Vertragslaufzeiten von 10 Jahren für die Tauerngasleitung GmbH	45

14 Tabellenverzeichnis


Tabelle 1: N-1 Berechnung Marktgebiet Ost	8
Tabelle 2: Technische Kapazität auf der WAG	27
Tabelle 3: Szenarien und mögliche Maßnahmen	37

15 Anhang


Anhang 1: Projektdatenblatt BACI

Infrastruktur Projektfragebogen - KNEP 2014 - 2023								
Allgemeine Information								
Projektname:		Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (BACI)						
Standort des Projekts:		BACI ist ein bidirektionaler Interconnector zwischen Österreich und Tschechien, welcher von Baumgarten bis nach Breclav führt.						
1	Bitte beschreiben Sie die Ziele des Projekts.		 <p>BACI ist die erste direkte bidirektionale Verbindung zwischen Österreich und Tschechien. BACI trägt zur Erhöhung Versorgungssicherheit und Flexibilität aufgrund der umliegenden Speicher im Norden Österreichs und in Südmoravien bei. Neue Gasquellen können durch die Verbindung nach Polen zu Schiefergas und zur Nordstream erschlossen werden, ein Anschluss erhöht die Diversifikation signifikant. Die Marktintegration von Österreich, Tschechien, Ungarn, Italien, Deutschland, Slowenien, Kroatien und Polen wird unterstützt.</p>					
	Wurde für das Projekt die finale Investitionsentscheidung (FID) getroffen?		Nein					
	Unterliegen die erwarteten Kosten dem Betriebsgeheimnis?		Ja					
	Falls nicht, bitte die Kosten (in Millionen €) angeben:							
	Wurde für das Projekt eine Ausnahme vom Netzzugang Dritter (TPA) erwirkt?		Nein					
	Name des Projektponsors bzw der Projektensoren (vorzugsweise gegliedert nach der Beteiligungsstruktur):		<i>Name</i>		<i>Anteil (%)</i>			
			Gas Connect Austria GmbH (in Österreich)		100%			
		Net4Gas, s.r.o (In Tschechien)		100%				
Bitte das zutreffende Infrastrukturprojekt auswählen								
<i>bitte die zutreffenden Felder für das ausgewählte Projekt ausfüllen:</i>								
Pipelineprojekt								
2	Name des Pipelineabschnitts	Diameter (in mm)	Kompressor energie (in MW)	maximale technische Kapazität (in GWh /Tag)	Länge der Pipeline (in km)	Kommentare		
	BACI - Österreich	800	24	255,132	46	Die technische Stundenrate wird zwischen 8,4 GWh/h und 10,6 GWh/h geplant.		
Zeitraumen								
3	Vorraussichtliches Datum der Inbetriebnahme und die wichtigsten Meilensteine. Bitte um Angabe des letzten Jahres und/ oder Quartals zu dem der Meilenstein abgeschlossen sein soll. Falls kein Quartal angegeben wird, wird angenommen, dass der Meilensteil am Beginn des kommenden Jahres abgeschlossen wird.				Quartal (1 bis 4)	Jahr		
					Wegerechterswerb abgeschlossen			
					finale Investitions-entscheidung			
					Baubeginn			
		in Betriebnahme			2019			

Anhang 2: Projektdatenblatt Connection to Oberkappel

Project Questionnaire - KNEP 2014 - 2023							
General Information							
1	Name of the project:		Connection to Oberkappel				
	Location of the project:		Czech Republic and Austria (Region South Bohemia / Upper Austria, District Rohrbach)				
	Please describe the main objectives of the project:		 <p>The project will interconnect the existing transmission pipelines in the Czech Republic with AT/DE border at Oberkappel. It will be interconnection between these states and it will be connected to Penta West as well as WAG pipeline (AT) and to the Southern branch of the N4G transmission system (CZ). Connection to Oberkappel is a part of the "5 Gas-market Link - 5GL" of the partners Tauerngasleitung GmbH (AT), Bayernets GmbH (DE), Plinovodi s.r.o. (SLO) and NET4GAS, s.r.o. (CZ). As part of the 5GL Project the Connection to Oberkappel would be interconnected indirectly also to the TGL pipeline project, the storages 7Fields and Haidach (AT) as well as to the gas grid in Southern Germany at Haiming/Burghausen.</p>				
	Has the project received a Final Investment Decision (FID)?		Non-FID				
	Is the expected cost public or confidential?		Confidential				
	If public, please indicate the cost (in billion €):		x				
	Have you applied for an exemption from Third Party Access?		No				
	Name of the sponsor (possibly with financial shares):		Name		Share (%)		
		NET4GAS, s.r.o. (Czech part) potential partner in AT (in discussion)		100% (Pipeline on Czech territory)			
Please select a project type:							
Pipeline (incl. Infrastructure Projects)							
<i>please enter the specific type information:</i>							
Pipeline (incl. Infrastructure Projects)							
2	Name of the Pipeline Section	Diameter (in mm)	Compressor Power (in MW)	Design Capacity (in GWh /day)	Length of the pipe (in km)	Comments	
	Connection to Oberkappel	appr. up to DN 800	appr. 2-5	appr. 55-111	appr. 110	Technical specifications of the pipe are depending on the final route design.	
Time Schedule							
3	Probable data for commissioning and the main milestones. Please indicate the latest year and/or quarter at which the milestone is supposed to be completed. If no quarter is indicated, the milestone is assumed to be completed at the beginning of the following year.				Acquisition of right of ways	Quarter (from 1 to 4)	Year
					Final investment decision		
					Start of Construction		
					Date of commissioning		2018-2022

Anhang 3: Projektdatenblatt Tauerngasleitung

Infrastruktur Projektfragebogen - KNEP 2014 - 2023					
Allgemeine Information					
Projektname:		Tauerngasleitung GmbH			
Standort des Projekts:		Oberösterreich/Salzburg/Kärnten			
Bitte beschreiben Sie die Ziele des Projekts.		 <p>Leitungsverlauf: Land: Österreich, Region: Oberösterreich, Salzburg, Kärnten, nächste Städte: Salzburg, Villach, Tarvis - Die Tauerngasleitung ist eine technisch sehr herausfordernde Leitung, da sie hochalpines Gelände quert. Sie besteht aus 10 Tunneln mit einer ungefähren Länge von insgesamt 25 km. Der geografisch höchste Punkt liegt 1800 m über dem Meeresspiegel. Insgesamt wird die Tauerngasleitung eine Differenz von ungefähr 8000 Höhenmeter überwinden. Insgesamte Länge: ca. 290 km. Die Tauerngasleitung wird bidirektional geführt. Die Tauerngasleitung wird zur Marktintegration im Bereich der virtuellen Handelspunkte Süddeutschland, Österreich und Norditalien, wie auch Slowenien beitragen und so auch den Zugang zu den österreichischen Speichern erleichtern. Die Tauerngasleitung wird weiters zur Auflösung des Bottlenecks in Oberkappel beitragen und auch für die tschechische Republik über Deutschland via Haiming einen Zugang zum österreichischen Netz wie auch weiter Richtung Süden schaffen. Insgesamt trägt die Tauerngasleitung positiv zur Versorgungssicherheit direkt in Deutschland, Österreich, Italien wie auch indirekt in Slowenien und Tschechien bei.</p>			
Wurde für das Projekt die finale Investitionsentscheidung (FID) getroffen?		derzeit noch nicht			
Unterliegen die erwarteten Kosten dem Betriebsgeheimnis?		nein			
Falls nicht, bitte die Kosten (in Millionen €) angeben:		€ 1.400,00			
Wurde für das Projekt eine Ausnahme vom Netzzugang Dritter (TPA) erwirkt?		derzeit noch nicht			
Name des Projektponsors bzw der Projektensoren (vorzugsweise gegliedert nach der Beteiligungsstruktur):		Name		Anteil (%)	
		E.ON Ruhrgas		46,69%	
		Energie AG		17,72%	
		Salzburg AG		17,72%	
		RAG		10,28%	
		Summe		100,00%	
Bitte das zutreffende Infrastrukturprojekt auswählen					
bitte die zutreffenden Felder für das ausgewählte Projekt ausfüllen:					
Pipelineprojekt					
Name des Pipelineabschnitts	Diameter (in mm)	Kompressor energie (in MW)	maximale technische Kapazität (in GWh /Tag)	Länge der Pipeline (in km)	Kommentare
Tauerngasleitung	900	60	31,2 (in 10000000 Nm ³ /d)	ca. 290	Verbindung Deutschland-Österreich-Italien/Slowenien; Verbindungen zu/über Austrian-Bavarian-Gasline (ABG), Penta West/Monaco-Leitung, Snam Rete Gas und Plionvodi; bidirektional
Zeitraumen					
Voraussichtliches Datum der Inbetriebnahme und die wichtigsten Meilensteine. Bitte um Angabe des letzten Jahres und/ oder Quartals zu dem der Meilenstein abgeschlossen sein soll. Falls kein Quartal angegeben wird, wird angenommen, dass der Meilenstein am Beginn des kommenden Jahres abgeschlossen wird.		Quartal (1 bis 4)		Jahr	
		Wegerechtswerb abgeschlossen		4 2014	
		finale Investitionsentscheidung		4 2014	
		Baubeginn		1 2015	
		in Betriebnahme		4 2018	

Anhang 4: Lastflussszenarien GCA

Aus der Kapazitätsdatenerhebung der GCA für den Netzentwicklungsplan 2014 – 2023 ergibt sich folgender zusätzlicher Kapazitätsbedarf über den Planungszeitraum, die eine leitungsübergreifende Betrachtung notwendig machen:

1. Kapazitätsbedarf 2014 – 2023 7Fields

- Bedarf 250.000 Nm³/h in Flussrichtung/Gegenflussrichtung 7Fields (PW/WAG). Dieser Bedarf wurde vom Speicherbetreiber in der Kapazitätsdatenerhebung für den Planungszeitraum 2014 – 2023 ebenfalls angegeben.
- Die Ausbauschwellen werden wie folgt aussehen: Ist ein Angebot von UK Kapazität möglich? Wie hoch sind die Kosten bei einem Angebot des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs in DZK? Wie hoch sind die Kosten bei einem Angebot des zusätzlichen Kapazitätsbedarfs in FZK?

2. Kapazitätsbedarf 2014 – 2023 gesamt inklusive 7Fields

Der aggregierte Kapazitätsbedarf auf den Punkten Überackern und 7Fields ergibt eine Unterdeckung von ca. 1 Mio Nm³/h in Flussrichtung und in Gegenflussrichtung.

Physische Einspeisepunkte Überackern	Bedarfsmeldung an den Entry/Exit Punkten	2014 (Nm ³ /h)	2015 (Nm ³ /h)	2016 (Nm ³ /h)	2017 (Nm ³ /h)	2018 (Nm ³ /h)	2019 (Nm ³ /h)	2020 (Nm ³ /h)	2021 (Nm ³ /h)	2022 (Nm ³ /h)	2023 (Nm ³ /h)
	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	99.464	99.464	99.464	99.464	99.464	99.464	99.464	99.464	99.464	99.464
	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	879.759	933.378	933.378	933.378	933.378	933.378	933.378	933.378	933.378	933.378
	Überackern 7 Fields (Grenze Deutschland)	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493
	Entry Überackern (freie Kapazität)	-	19.500	19.500	19.500	124.500	124.500	124.500	124.500	124.500	124.500
	Entry Überackern Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-Σ Angefragte Kapazität)	-1.047.716	-1.081.835	-1.081.835	-1.081.835	-976.835	-976.835	-976.835	-976.835	-976.835	-976.835
	Entry Überackern (technische Kapazität)	424.500	424.500	424.500	424.500	424.500	424.500	424.500	424.500	424.500	424.500

Physischer Ausspeisepunkte Überackern	Bedarfsmeldung an den Entry/Exit Punkten	2014 (Nm ³ /h)	2015 (Nm ³ /h)	2016 (Nm ³ /h)	2017 (Nm ³ /h)	2018 (Nm ³ /h)	2019 (Nm ³ /h)	2020 (Nm ³ /h)	2021 (Nm ³ /h)	2022 (Nm ³ /h)	2023 (Nm ³ /h)
	Überackern ABG (Grenze Deutschland)	358.052	358.052	358.052	358.052	358.052	358.052	358.052	358.052	358.052	358.052
	Überackern SUDAL (Grenze Deutschland)	797.096	797.096	797.096	797.096	797.096	970.522	970.522	970.522	970.522	970.522
	Überackern 7 Fields (Grenze Deutschland)	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493	68.493
	Exit Überackern (freie Kapazität)	69.183	89.637	89.637	89.637	89.637	100.257	100.257	100.257	100.257	100.257
	Exit Überackern Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-Σ Angefragte Kapazität)	-1.154.457	-1.134.004	-1.134.004	-1.134.004	-1.134.004	-1.296.810	-1.296.810	-1.296.810	-1.296.810	-1.296.810
	Exit Überackern (technische Kapazität)	675.000	675.000	675.000	675.000	675.000	675.000	675.000	675.000	675.000	675.000

Physischer Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár	Bedarfsmeldung an den Entry/Exit Punkten	2014 (Nm ³ /h)	2015 (Nm ³ /h)	2016 (Nm ³ /h)	2017 (Nm ³ /h)	2018 (Nm ³ /h)	2019 (Nm ³ /h)	2020 (Nm ³ /h)	2021 (Nm ³ /h)	2022 (Nm ³ /h)	2023 (Nm ³ /h)
	Mosonmagyaróvár (Grenze Ungarn)	60.322	60.322	60.322	60.322	60.322	60.322	60.322	60.322	60.322	60.322
	Exit Mosonmagyaróvár (freie Kapazität)	-	-	-	455.250	455.250	455.250	462.250	462.250	462.250	462.250
	Exit Mosonmagyaróvár Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität - Angefragte Kapazität)	-60.322	-60.322	-60.322	394.928	394.928	394.928	401.928	401.928	401.928	401.928
	Exit Mosonmagyaróvár (technische Kapazität)	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000	570.000

Szenario 1 – zusätzlicher Kapazitätsbedarf 7Fields

KURZBESCHREIBUNG	E/E-PUNKTE	DESIGNKAPAZITÄT
<p>- garantierte Kapazität: Der bandförmige Transport von zusätzlichen 250.000 Nm³/h im Planungshorizont 2014 – 2023 in Flussrichtung (Ausspeisepunkt Überackern) bzw in Gegenflussrichtung (Einspeisepunkt Überackern). Die notwendigen Voraussetzungen um den oben erwähnten Transport zu ermöglichen müssen vom TSO analysiert und bewertet werden.</p>	Oberkappel Ausspeisepunkt	1.382.382 Nm ³ /h
	Oberkappel Einspeisepunkt	913.492 Nm ³ /h
	Baumgarten (BOG) Ausspeisepunkt	916.979 Nm ³ /h
	Baumgarten (BOG) Einspeisepunkt	1.779.982 Nm ³ /h
	7Fields Ausspeisepunkt	675.000 Nm ³ /h
	7Fields Einspeisepunkt	424.500 Nm ³ /h

Szenario 2 - zusätzlicher Kapazitätsbedarf 7Fields & Überackern

KURZBESCHREIBUNG	E/E-PUNKTE	DESIGNKAPAZITÄT
<p>- garantierte Kapazität: Der bandförmige Transport von zusätzlichen Einspeisepunkt 1,1 Mio. Nm³/h und Ausspeisepunkt 1,2 Mio. Nm³/h (2013 – 2018)/ 1,4 Nm³/h (2019 – 2023 in Flussrichtung (Ausspeisepunkt Überackern) bzw in Gegenflussrichtung (Einspeisepunkt Überackern). Die notwendigen Voraussetzungen um den oben erwähnten Transport zu ermöglichen müssen vom TSO analysiert und bewertet werden.</p>	Oberkappel Ausspeisepunkt	219.035 Nm ³ /h
	Oberkappel Einspeisepunkt	674.978 Nm ³ /h
	Baumgarten (BOG) Ausspeisepunkt	916.979 Nm ³ /h
	Baumgarten (BOG) Einspeisepunkt	1.779.982 Nm ³ /h

Feststellungen: - Ein derartiger Mehrbedarf an Transportkapazität ist aus dem Netzentwicklungsplan Gas in Deutschland nicht ersichtlich - Im Verteilerggebiet findet sich ein Bedarfsanstieg nicht wieder. - In den Kapazitätsdatenerhebungen von BOG und TAG wurde ein korrespondierender Kapazitätsbedarf nicht eingemeldet.	7Fields Ausspeisepunkt	675.000 Nm³/h
	7Fields Einspeisepunkt	424.500 Nm³/h
	Überackern ABG/ SUDAL Ausspeisepunkt	675.000 Nm³/h
	Überackern ABG/ SUDAL Einspeisepunkt	424.500 Nm³/h

Szenario 3 - zusätzlicher Kapazitätsbedarf Mosonmagyaróvár

KURZBESCHREIBUNG	E/E-PUNKTE	DESIGNKAPAZITÄT
Der bandförmige Transport von zusätzlichen 60.322 Nm³/h im Zeitraum 2014 – 2016 in Flussrichtung (Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár). Die notwendigen Voraussetzungen um den oben erwähnten Transport zu ermöglichen müssen von den TSOs analysiert und bewertet werden.	Mosonmagyarovar Ausspeisepunkt	570.000 Nm³/h

Anhang 5: Lastflussszenarien BOG

Aus der Kapazitätsdatenerhebung der BOG für den Netzentwicklungsplan 2014 – 2023 ergibt sich folgender zusätzlicher Kapazitätsbedarf über den Planungszeitraum:

Physischer Einspeisepunkt Baumgarten	Bedarfsmeldung an den Entry/Exit Punkten	2014 (Nm³/h)	2015 (Nm³/h)	2016 (Nm³/h)	2017 (Nm³/h)	2018 (Nm³/h)	2019 (Nm³/h)	2020 (Nm³/h)	2021 (Nm³/h)	2022 (Nm³/h)	2023 (Nm³/h)
	Entry Baumgarten Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-∑ Angefragte Kapazität)	-11	-70	-70	-70	-70	-114.225	-114.225	-114.225	-114.225	-114.225
	Entry Baumgarten (technische Kapazität)	1.779.982,13	1.778.999,11	1.778.999,11	1.778.999,11	1.778.999,11	1.778.999,11	1.778.999,11	1.778.999,11	1.778.999,11	1.778.999,11

Physischer Ausspeisepunkt Oberkappel DZK (ÜA)	Bedarfsmeldung an den Entry/Exit Punkten	2014 (Nm³/h)	2015 (Nm³/h)	2016 (Nm³/h)	2017 (Nm³/h)	2018 (Nm³/h)	2019 (Nm³/h)	2020 (Nm³/h)	2021 (Nm³/h)	2022 (Nm³/h)	2023 (Nm³/h)
	Exit Oberkappel Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-∑ Angefragte Kapazität)	-35.839	-105.004	-105.004	-105.004	-	-	-	-	-	-
	Exit Oberkappel (technische Kapazität)	219.034,85	198.033,96	198.033,96	198.033,96	198.033,96	198.033,96	198.033,96	198.033,96	198.033,96	198.033,96

Szenario 1 – zusätzlicher Kapazitätsbedarf Baumgarten Einspeisepunkt

KURZBESCHREIBUNG	E/E-PUNKTE	DESIGNKAPAZITÄT
Der bandförmige Transport von zusätzlichen 114.225 Nm³/h in der Zeitspanne 2019 – 2023 in Flussrichtung (Einspeisepunkt Baumgarten/ Ausspeisepunkt Oberkappel). Die notwendigen Voraussetzungen um den oben erwähnten Transport zu ermöglichen müssen vom TSO analysiert und bewertet werden.	Baumgarten(BOG) Einspeisepunkt	1.779.982 Nm³/h
	Oberkappel Ausspeisepunkt	1.382.382 Nm³/h

Szenario 2 – zusätzlicher Kapazitätsbedarf Oberkappel Ausspeisepunkt

KURZBESCHREIBUNG	E/E-PUNKTE	DESIGNKAPAZITÄT
<p>DZK: Der bandförmige Transport von zusätzlichen 35.839/ 105.004 Nm³/h in der Zeitspanne 2014 – 2017 in Gegenflussrichtung (Einspeisepunkt Überackern - Ausspeisepunkt Oberkappel).</p> <p>Die notwendigen Voraussetzungen um den oben erwähnten Transport zu ermöglichen müssen vom TSO analysiert und bewertet werden.</p>	Baumgarten (BOG) Einspeisepunkt	1.779.982 Nm ³ /h
	Oberkappel (DZK) Ausspeisepunkt	219.035 Nm ³ /h

Anhang 6: Lastflussszenarien TAG

Aus der Kapazitätsdatenerhebung der TAG für den Netzentwicklungsplan 2014 – 2023 ergibt sich folgender zusätzlicher Kapazitätsbedarf über den Planungszeitraum:

Physischer Einspeisepunkt Baumgarten	Bedarfsmeldung an den Entry/Exit Punkten	2014 (Nm³/h)	2015 (Nm³/h)	2016 (Nm³/h)	2017 (Nm³/h)	2018 (Nm³/h)	2019 (Nm³/h)	2020 (Nm³/h)	2021 (Nm³/h)	2022 (Nm³/h)	2023 (Nm³/h)
	Entry Baumgarten (TAG)	-	-	2.040,31	2.346,35	2.346,35	236.981,81	236.981,81	236.981,81	236.981,81	236.981,81
	Entry Baumgarten (freie Kapazität)	152.318,00	152.318,00	152.318,00	152.318,00	200.553,00	200.553,00	200.553,00	200.553,00	200.553,00	* 200.553,00
	Entry Baumgarten Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-Σ Angefragte Kapazität)	152.318,00	152.318,00	150.277,69	149.971,65	198.206,65	-36.429	-36.429	-36.429	-36.429	-36.429
	Entry Baumgarten (technische Kapazität)	5.347.274	5.347.274	5.347.274	5.347.274	5.347.274	5.347.274	5.347.274	5.347.274	5.347.274	5.347.274

Physischer Ausspeisepunkt Arnoldstein	Bedarfsmeldung an den Entry/Exit Punkten	2014 (Nm³/h)	2015 (Nm³/h)	2016 (Nm³/h)	2017 (Nm³/h)	2018 (Nm³/h)	2019 (Nm³/h)	2020 (Nm³/h)	2021 (Nm³/h)	2022 (Nm³/h)	2023 (Nm³/h)
	Exit Point Arnoldstein	-	-	2.040,31	2.346,35	2.346,35	236.981,81	236.981,81	236.981,81	236.981,81	236.981,81
	Exit Arnoldstein (freie Kapazität)	35.034,76	35.034,76	35.034,76	35.034,76	35.034,76	35.034,76	35.034,76	35.034,76	35.034,76	* 35.034,76
	Exit Arnoldstein Deckung/Unterdeckung (freie Kapazität-Σ Angefragte Kapazität)	35.034,76	35.034,76	32.994,45	32.688,41	32.688,41	-201.947	-201.947	-201.947	-201.947	-201.947
	Exit Arnoldstein (technische Kapazität)	4.409.436	4.409.436	4.409.436	4.409.436	4.469.613	4.469.613	4.469.613	4.469.613	4.469.613	4.469.613

* Manche Kapazitätsverträge beinhalten eine Bestimmung, die den Netzbenutzern der TAG, in Vereinbarkeit mit der anwendbaren europäischen und österreichischen Gesetzgebung das Recht gibt die Gültigkeit des Vertrags auf bis zu 10 Jahre zu verlängern.

Szenario 1 – zusätzlicher Kapazitätsbedarf Baumgarten Einspeisepunkt/Arnoldstein Ausspeisepunkt

KURZBESCHREIBUNG	E/E-PUNKTE	DESIGNKAPAZITÄT
Der bandförmige Transport von zusätzlichen 236.981 Nm³/h in der Zeitspanne 2019 – 2023 in Flussrichtung (Einspeisepunkt Baumgarten/ Ausspeisepunkt Arnoldstein). Die notwendigen Voraussetzungen um den oben erwähnten Transport zu ermöglichen müssen vom TSO analysiert und bewertet werden.	Baumgarten (TAG) Einspeisepunkt	5.347.274 Nm³/h
	Arnoldstein Ausspeisepunkt	bis 3.751.293 Nm³/h von 3.751.293 Nm³/h bis 4.469.613 Nm³/h