



AGGM Austrian Gas Grid Management AG

Langfristige Planung 2019

für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich
für den Zeitraum 2020– 2029



Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

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

Foto Titelseite: Raum Ladendorf mit Fertiggestelltem 2. Bauabschnitt der G00-011
LFP Projekt: 2016/03 Ersatzinvestition der Leitung G00-011
Abdruck mit freundlicher Genehmigung von Gas Connect Austria GmbH

Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2	14.11.2019	Ausgabe für die Einreichung bei E-Control Austria
1	30.09.2019	Ausgabe für die Konsultation des VGM

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	3
1.1	Ziel der Langfristigen Planung.....	3
1.2	Vorgehen.....	3
2	Planungsrahmen für die LFP 2019.....	5
2.1	Österreichische Energiepolitik.....	5
2.1.1	Strategien und Vorhaben aus der #mission2030 und dem Nationalen Energie-und Klimaplan (NEKP).....	5
2.1.2	Sektorkopplung.....	7
2.1.3	Wasserstoff.....	12
2.1.4	Initiative Greening the Gas.....	18
2.1.5	Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen.....	24
2.2	Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2019, Österreich.....	25
2.3	Datenmodell der Langfristigen Planung 2019.....	26
2.3.1	Absatzmodell.....	26
2.3.2	Entry- Exit Punkte im Verteilernetz.....	40
2.4	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2018.....	46
2.5	Leitungsnetz Stand 5/2019.....	49
2.6	Infrastrukturstandard.....	50
3	Kapazitätssituation im Planungsnullfall.....	54
3.1	Kapazitätssituation im Jahr 2020.....	54
3.2	Kapazitätssituation in den Jahren 2021 bis 2029.....	54
3.3	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher.....	55
4	Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite.....	56
4.1	Zuordnungstabelle: LFP Projekt – Projektbegründung.....	56
4.2	Kapazitätserweiterungsanträge.....	56
4.3	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol (Projekt 2019/01 & 2019/02).....	57
4.3.1	Projekt.....	57
4.3.2	Hintergrund.....	57
4.3.3	Untersuchungsvarianten.....	58
4.3.4	Berechnungsparameter.....	61
4.3.5	Ergebnis der hydraulischen Simulation.....	62
4.3.6	Endbewertung der Varianten.....	63
4.4	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz (Projekt 2019/03).....	65
4.4.1	Ausgangslage.....	65
4.4.2	Lösungskonzept.....	65

4.5	Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilernetz	66
4.6	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg.....	66
4.7	Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol.....	69
4.8	Ersatzinvestition Leitung G00 006 (Projekt 2016/01).....	72
4.9	Ersatzinvestition Leitung G00 011 (Projekt 2016/03).....	73
4.10	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems (Projekt 2017/01)	74
4.11	Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung (Projekte 2018/02 & 2018/03) 74	
4.12	Wiederherstellung der Station Baumgarten nach dem Zwischenfall (Projekt 2018/01)	75
4.13	Versorgung Raum Schärding.....	76
4.14	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein (Projekt 2018/04)	76
5	Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2020	77
5.1	Weiterführung von genehmigten Projekten.....	77
5.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte	78
5.3	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2019.....	79
5.4	Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2019	80
6	Kapazitätsausweis für das Jahr 2020	81
7	Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2019.....	84
7.1	Stellungnahme von Wiener Netze GmbH.....	84
7.2	Stellungnahme von bayernets GmbH.....	84
8	Zusammenfassung	85
8.1	Daten- und Prognosegrundlage	85
8.2	Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen.....	85

Anhänge zum Bericht der Langfristigen Planung 2019

- ▶ Anhang 1: Projekte der Langfristigen Planung 2019
- ▶ Anhang 2: Simulationsparameter Kapazitätsausweis
- ▶ Anhang 3: Leitungsplan Ebene 1 Anlagen
- ▶ Anhang 4: Daten Netzkoppelungspunkte [BGG]
- ▶ Anhang 5: Stellungnahmen der Marktteilnehmer

1 Einleitung

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

1.1 Ziel der Langfristigen Planung

Gemäß der seit 21.11.2011 geltenden Rechtslage hat die AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) nach § 18 Abs. 1 Z 11 i.V.m. § 22 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens einmal jährlich eine Langfristige Planung für das Verteilergebiet gemäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG zu erstellen. Diese Bestimmung sieht vor, dass es Ziel der Langfristigen Planung ist, die Verteilerleitungsanlagen gemäß Anlage 1 GWG 2011 hinsichtlich

- ▶ der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
 - ▶ der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
 - ▶ sowie der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen
- zu planen, sowie
- ▶ die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan gemäß §§63 ff GWG 2011 herzustellen;
 - ▶ den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen sowie
 - ▶ die Transparenz in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt zu erhöhen.

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

Bei der Absatzprognose und Maßnahmenplanung wird gemäß den Zielen des § 22 GWG 2011 von der Sicherung der Vollversorgung der angeschlossenen aktiven sowie der anschlusswerbenden Netzkunden ausgegangen. Basis für die Maßnahmenplanung sind die Prognosen der Verteilernetzunternehmen sowie die gem. §33 (2) GWG 2011 eingebrachten Anträge auf Kapazitätserweiterung.

1.2 Vorgehen

Die Langfristige Planung 2019 wurde von der AGGM mit Unterstützung der Marktteilnehmer erstellt, wobei die Planungsgrundlagen und die Ergebnisse mit den Netzbetreibern abgestimmt wurden.

Das Ergebnis der Langfristigen Planung wurde am 15.10.2019 im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Development Days gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt.

Die Konsultationsversion der Langfristigen Planung 2019 (Ausgabe 1) wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht und im Rahmen der Konsultation zur Diskussion gestellt.

Die Konsultation wurde vom 7.10.2019 bis 25.10.2019 durchgeführt. Die Konsultationsbeiträge der Marktteilnehmer wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht. In der Einreichversion der Langfristigen Planung 2019 (Ausgabe 2) wurden die Konsultationsbeiträge berücksichtigt und entsprechend gewürdigt.

Für die Erstellung der Langfristigen Planung 2019 wurde grundsätzlich die gleiche Datenstruktur wie in den Jahren davor eingesetzt (Absatzmodell, Bezugsmodell, Netzmodell).

Als Auslegungsgrundlage für die Dimensionierung der Netzinfrastruktur wird die maximale Stundenbelastung eines jeden Netzgebietes herangezogen (Absatzszenario WINTER / NB_Max). Auf dieser Basis wurden die bis zum 30.6.2019 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen Planung 2019 wird die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien erstellt. Das Baseline Szenario geht von einer Weiterentwicklung des Absatzes ohne Berücksichtigung zusätzlicher Kraftwerksprojekte aus. Im Maximal Szenario werden alle gemeldeten Kraftwerksprojekte berücksichtigt. Das Minimal Szenario unterstellt einen kontinuierlichen Rückgang des Absatzes und orientiert sich an der konsequenten Umsetzung der EU Energieeffizienz Richtlinie.

2 Planungsrahmen für die LFP 2019

2.1 Österreichische Energiepolitik

In diesem Kapitel werden die wichtigen Eckpunkte der österreichischen Energiepolitik mit deren Auswirkungen auf die Gaswirtschaft beleuchtet. Die dadurch abgeleiteten Maßnahmen und Initiativen wie beispielsweise Sektorkopplung, Wasserstoffeinspeisung oder Greening the Gas werden mit deren Folgen und Lösungsansätzen ausführlich beschrieben.

2.1.1 Strategien und Vorhaben aus der #mission2030 und dem Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP)

Dekarbonisierung

In der österreichischen Klima- und Energiestrategie #mission2030 ist festgehalten, dass bis zum Jahr 2030 die Treibhausgasemissionen in Österreich um 36% gegenüber 2005 reduziert werden sollen. Die Reduktionen sollen vor allem in den Sektoren Verkehr und Gebäude erzielt werden. Der Sektor Verkehr ist mit einem Anteil von 46% der Treibhausgasemissionen (außerhalb des Emissionshandels) der größte Emittent an Treibhausgasen. Die Reduktion soll v.a. durch Vermeidung (Ausbau des öffentlichen Verkehrs) sowie der Elektromobilität und alternativen Antriebssystemen herbeigeführt werden. Im Gebäudesektor sollen die Reduktionen vor allem durch die thermische Sanierung des Gebäudebestands und den Verzicht auf fossile Energieträger im Neubau erzielt werden.

Als langfristiges Ziel bis 2050 hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt einen konsequenten Dekarbonisierungspfad umzusetzen.

Als erster Schritt soll bis zum Jahr 2030 Strom in dem Ausmaß erzeugt werden, dass der nationale Gesamtstromverbrauch zu 100% (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt ist. Dazu wird es einen Ausbau aller erneuerbaren Energieträger, der Infrastruktur, Speicher und Investitionen in Energieeffizienz brauchen.

Erdgas soll langfristig durch erneuerbares Gas (beispielsweise Biomethan aus biogenen Reststoffen, Wasserstoff und synthetisches Methan) im Gasnetz ersetzt werden.

Durch zusätzliche Einspeisung des in Biogasanlagen erzeugten Methans in das Erdgasnetz anstatt dieses direkt zu verstromen soll die Resilienz des Gesamtsystems an der Schnittstelle Strom- zu Gassystem durch den Vorteil der zeitlichen Verzögerung zwischen Erzeugung und Verbrauch durch die Speicherfunktion des Gasnetzes verbessert werden.

Ein Hauptziel ist es erneuerbare Gase lokal zu produzieren, das gut ausgebaute Gasnetz zu nutzen um die Energie einzuspeisen und zu transportieren.

Sicherheit der Energieversorgung

Bei der Transformation des Energiesystems liegt die oberste Priorität darauf, das hohe Niveau der Versorgungssicherheit jederzeit aufrechtzuerhalten. Außerdem wird angestrebt, das Ausmaß dezentraler heimischer Energieversorgung zu erhöhen und regionale Versorgungskonzepte zu stärken. Um diese Dezentralisierung zu erreichen, wird ein hohes Maß an flächendeckenden

Biogaseinspeisungen in den unteren Netzebenen des Gasverteilernetzes mit Auswirkungen auf das Ebene 1 System (z.B. Rückspeisung und Rückverdichtung) eine bedeutende Rolle spielen.

Außerdem sind für die angestrebte 100%ige bilanzielle Stromversorgung durch erneuerbare Energie ausreichende und jederzeit abrufbare Ausgleichs- und Regellenergiekapazitäten sowie netzbetriebsnotwendige Flexibilität bereitzustellen. Neben Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken spielen dabei besonders die hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) bei der Aufrechterhaltung der Strom- und Wärmeversorgung in Ballungszentren eine besondere Rolle.

Des Weiteren wird in dieser Zieldimension das Ziel verfolgt die Investitionen in die Speicherinfrastruktur (kurzfristig bis saisonal) und das Übertragungs- und Verteilnetz zu erhöhen bzw. an den erhöhten Bedarf anzupassen. Bestehende effiziente Anlagen sowie bereits getätigte volkswirtschaftlich relevante Investitionen wie beispielsweise Leitungen, Speicher oder Kraftwerke sollen erhalten werden und aktiv zur Transformation des Energiesystems beitragen. Auf bestehende Kapazitäten muss zurückgegriffen werden und vorhandene Energieinfrastrukturen müssen zusätzliche Aufgaben (bspw. Power-to-Gas, Power-to-Heat, Wind-to-Hydrogen, Power-to-Liquids) übernehmen.

Dabei trägt die durch die bereits getätigten volkswirtschaftlichen Investitionen sehr gut ausgebaute und moderne Gasinfrastruktur schon jetzt eine systemnotwendige Rolle. Durch den hohen Infrastrukturstandard aufgrund der bestens angebundenen Erdgasspeicher an das Verteilernetz und der hohen Flexibilität aufgrund des potenten Leitungsvolumens des Netzes liefern die effizienten österreichischen Gaskraftwerke schon heute einen unersetzlichen Beitrag zur kurzfristigen Netzstabilisierung des Stromnetzes sowie zur Bereitstellung von Ausgleichs- und Regellenergiekapazitäten. Deshalb muss diese bereits verfügbare Infrastruktur aufrechterhalten bzw. bedarfsorientiert ausgebaut werden um die Ziele der Sicherheit der Energieversorgung zu erreichen.

Energieeffizienz

Die Forcierung der Energieeffizienz ist neben der Erhöhung der erneuerbaren Energie eine weitere Säule in der österreichischen Klima- und Energiestrategie #mission2030.

Da auch in Zukunft Wachstum, insbesondere im industriellen Bereich, ermöglicht werden soll, wird für Österreich das Ziel gesetzt, die Primärenergieintensität um 25–30 % gegenüber 2015 zu verbessern. Sollte bis 2030 ein Primärenergiebedarf von 1.200 Petajoule (PJ) überschritten werden, so sollen diese darüberhinausgehenden Energiemengen durch Energie aus erneuerbaren Quellen abgedeckt werden.

Energiebinnenmarkt

Folgende Eckpunkte sind zur Erreichung der Ziele und Vorgaben im Rahmen der Strategie für die Energieunion zu berücksichtigen.

- ▶ Netzausbau mit Ausbau erneuerbarer Energie synchronisieren
- ▶ Reservekapazitäten sicherstellen
- ▶ Lokale Netze und Speicherbetreiber ermöglichen
- ▶ Abwärme nutzen

Die zentralen Vorhaben der österreichischen Gasfernleitungsinfrastruktur zur Erreichung der Ziele und Vorgaben einer gemeinsamen europäischen Energieunion sind Bestandteil der dritten PCI-Liste und detailliert im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) dargestellt.

Darüber hinaus soll die besondere Rolle Österreichs als wichtige Drehscheibe für den europäischen Gasmarkt und der Gasspeicherung insbesondere für die gesamteuropäische Versorgungssicherheit weiter gewährleistet werden. Im Jahr 2018 wurden ca. 9% des Erdgasverbrauchs der Europäischen Union über die österreichische Drehscheibe Baumgarten abgewickelt und dabei Italien, Deutschland, Slowenien, Ungarn und Kroatien versorgt.

Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

Durch die Entwicklung von Schlüsseltechnologien zur Modernisierung des Energiesystems sollen erfolgreiche technische Errungenschaften und Lösungen entwickelt werden. Dadurch kann sich Österreich auf globalen Technologiemarkten als Innovations-Leader positionieren. Deshalb werden angewandte Forschungsprojekte mit Pilotanlagen zur wettbewerbsfähigen Langzeitergiespeicherung für Strom aus erneuerbaren Quellen besonders forciert.

Das flexible Energiesystem der Zukunft muss zukünftig verschiedene Medien (Strom, Wärme, Gas) aus unterschiedlichen Quellen (Solar, Wind, biogene Quellen) integriert transportieren und speichern. Dafür werden neue innovative Speichertechnologien, spezielle für die Energieträger Strom und Wärme von ca. 5 TWh benötigt. Aus diesen Gründen wurde der FTI Schwerpunkt „Innovative Energiespeicher in und aus Österreich“ ins Leben gerufen.

Einen Weg zur Zielerreichung zeigen derzeit die Forschungsprojekte Underground Sun Storage und Underground Sun Conversion auf. Bei diesen Projekten wird erfolgsversprechend die technische Möglichkeit der saisonalen Speicherung von erneuerbarem Gas in Erdgaslagerstätten mittels der Kopplung von erneuerbarer Stromerzeugung und der Gasinfrastruktur untersucht.

Außerdem war eine eigens entwickelte Elektrolyse-Pilotanlage im Rahmen des Forschungsprojekts „Wind2Hydrogen“ im niederösterreichischen Auerthal über einen Zeitraum von 3 Jahren in Betrieb. Diese auf die schnell wechselnden Lasten ausgelegte Anlage wandelte Strom aus Windkraftanlagen in transportier- und speicherbaren Wasserstoff um, welcher wiederum ins bestehende Gasnetz eingespeist wurde.

2.1.2 Sektorkopplung

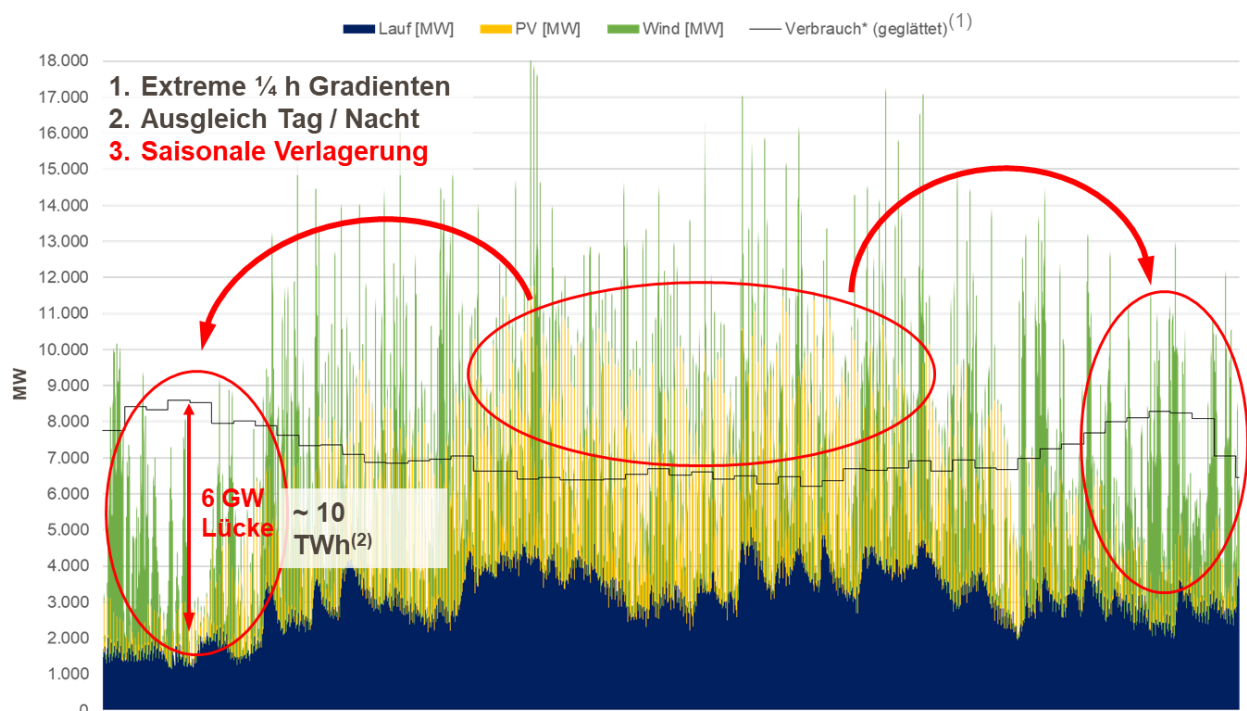
Als ein zentrales Element der „#mission2030“ wird Energie als ein Gesamtsystem gesehen, indem zukünftig deutlich mehr Wechselwirkungen der einzelnen Energieträger stattfinden werden. So wird auch zukünftig Gas zu den Gaskraftwerken transportiert werden und dort Strom erzeugt werden. Vermehrt sollen jedoch aus Stromüberproduktionen aus erneuerbaren Energiequellen (Wind, Sonne, Wasser) synthetische Gase erzeugt werden, die in das Gasnetz eingespeist und dort transportiert und gespeichert werden.

Bereits jetzt werden die Strom- und Gasnetzplanungen aufeinander abgestimmt. Zukünftig werden jedoch noch höhere Anforderungen an die Planung gestellt werden. Die Kopplung der einzelnen Energieträger in der Planung und Steuerung wird an Bedeutung gewinnen.

Als eines der ersten umzusetzenden Ziele der #mission2030 ist es bis 2030 den österreichischen Gesamtstromverbrauch (national, bilanziell) durch erneuerbare Energieträger im Inland zu decken.

Dies kann nur erreicht werden, wenn ein massiver Ausbau der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik umgesetzt wird. Durch den stochastischen Anfall von Strom aus Wind- und Photovoltaik Produktion wird es erforderlich sowohl einen Ausgleich der untertägigen Stromüber- bzw. unterproduktion zu decken als auch einen saisonalen Ausgleich (Transformation der im Sommer produzierten Energie in den Winter) durchzuführen.

Abbildung 1: Stromerzeugung vs. Stromverbrauch Annahme Windx3, PVx9



(1) Mittelwert aus den wöchentlichen Minima und Maxima
(2) Notwendigkeit zur saisonale Verlagerung

Quelle: APG

Einer ersten Abschätzung des österreichischen Strom-Übertragungsnetzbetreibers Austrian Power Grid AG (nachfolgend kurz „APG“) hat ergeben, dass es erforderlich ist, eine Energiemenge von ca. 10 TWh saisonal zu verschieben.

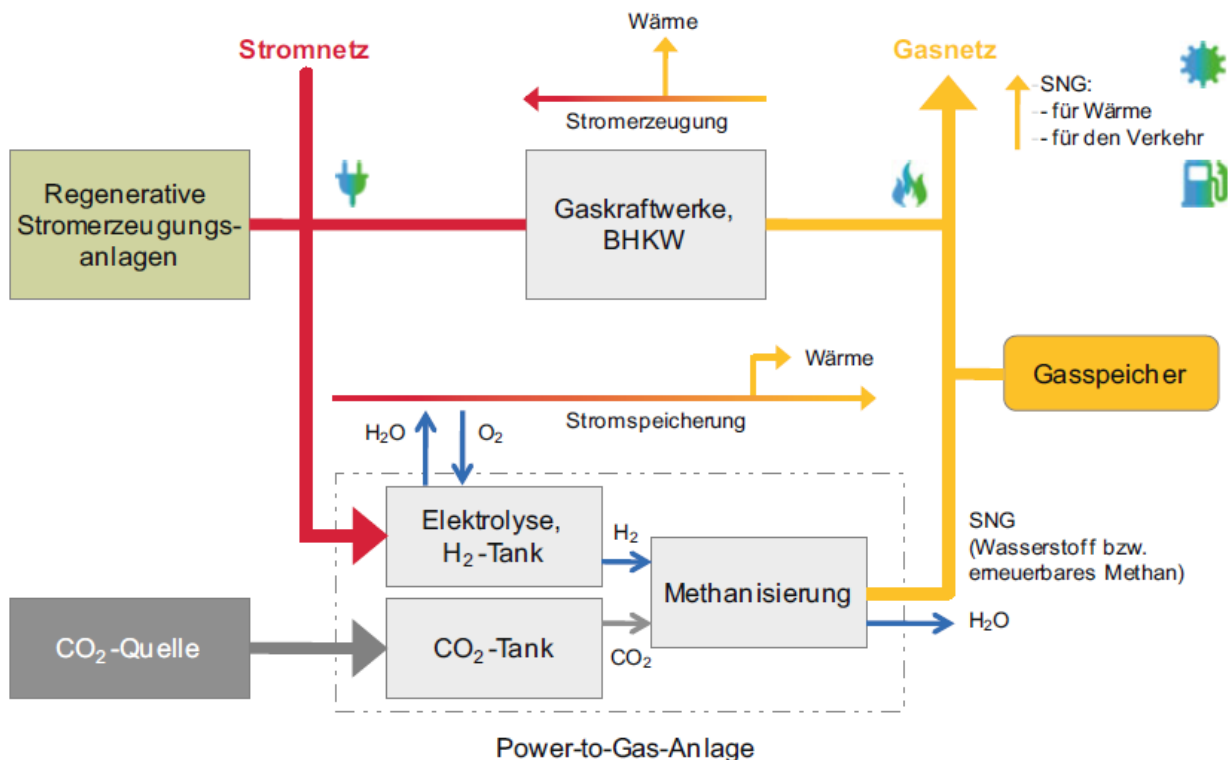
In Abbildung 3 sind die unterschiedlichen Speichertechnologien in Abhängigkeit der Energiemenge und der Speicherdauer dargestellt. Aus dem Diagramm ist erkennbar, dass die einzige Technologie, Energie im TWh-Bereich über mehrere Monate lang zu speichern die Speicherung von Gas in Kavernen- oder Porenspeichern ist.

Daraus kann abgeleitet werden, dass Power-to-Gas eine der Schlüsseltechnologien in der Sektorkopplung ist, und einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele ist.

Abbildung 2 zeigt schematisch die Idee hinter dem Power-to-Gas Konzept mit folgenden Anwendungsmöglichkeiten:

- Speicherung von Strom aus regenerativen fluktuierenden Energiequellen inkl. Rückspeisung über Gaskraftwerke, BHKWs etc.
- Transport von Energie über das bestehende gut ausgebaute Gasnetz und somit Entlastung des Stromnetzes
- Erbringung von Systemdienstleistungen zur Stabilisierung des Stromsystems in Engpasssituationen
- Zusätzliche Kopplung des Wärme- und Mobilitätssektors mit dem Stromsektor
- Weitere Integration erneuerbarer Energiemengen außerhalb des Stromsystems bzw. des Stromnetzes

Abbildung 2: Power-to-Gas Konzept



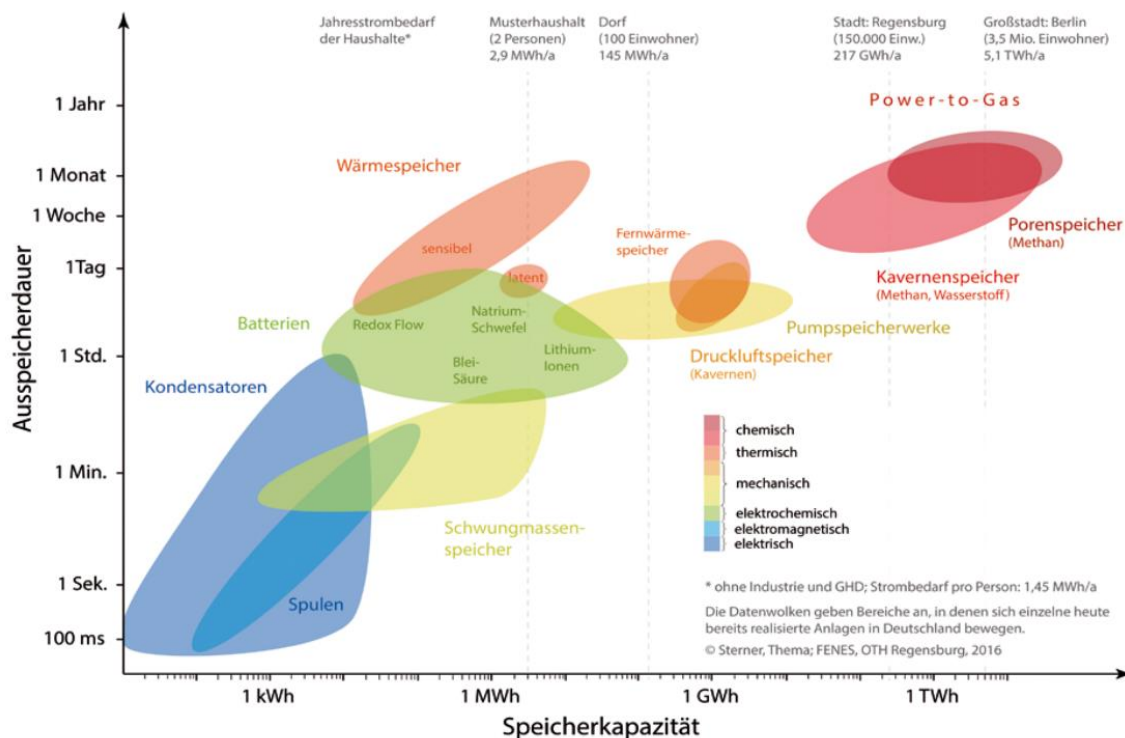
Quelle: Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem (M. Zapf, 2017)

Grundsätzlich stehen 2 Optionen zur Verfügung:

- Mit dem Überschussstrom wird in Elektrolyseanlagen Wasserstoff erzeugt, der direkt in das Gasnetz eingespeist wird. Der Nachteil dieser Methode ist, dass das Verhältnis Wasserstoff zu Methan nicht beliebig ist. Nach ÖVGW Norm G31 darf derzeit ein maximaler Wasserstoffgehalt von 4% im spezifikationsgerechten Gas enthalten sein. Erst bei einem deutlich größeren Prozentsatz an Wasserstoff können namhafte Energiemengen in das Gasnetz eingespeist werden. Siehe dazu Kapitel 2.1.3.

- Die zweite Methode besteht darin, den erzeugten Wasserstoff in einem weiteren Prozess in synthetisches Methan umzuwandeln. Für diesen Prozess sind jedoch hohe Mengen an konzentrierten CO₂ erforderlich. Der Vorteil besteht darin, dass synthetisches Methan in nahezu beliebiger Menge an nahezu jeder Stelle des Hochdrucknetzes eingespeist werden kann. Das Potential liegt jedenfalls bei 90 TWh pro Jahr (ca. Jahresabsatz von Erdgas im Marktgebiet Ost)

Abbildung 3: Speichertechnologien in Abhängigkeit der Energiemenge und der Speicherdauer



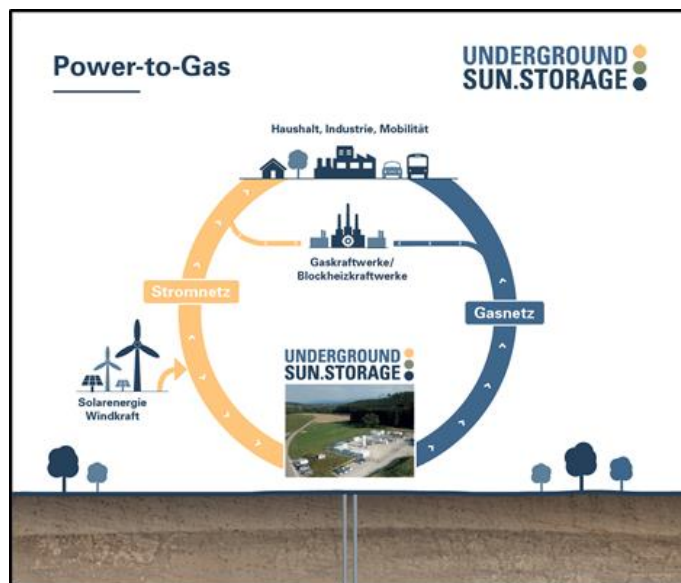
Quelle: Dr. Michael Sterner

Im Rahmen des Projekts „Underground Sun Storage“ (Abbildung 4) wurde die Wasserstoffverträglichkeit der Untergrundspeicher der RAG Austria untersucht. Von Mitte 2013 bis Mitte 2017 wurden die möglichen geologischen, geochemischen, geophysikalischen sowie mikrobiellen Einflüsse eines erhöhten Wasserstoffanteils im Erdgasstrom auf die Lagerstätte untersucht. Es wurden außerdem die Materialintegrität der Gasspeicheranlagen und in-situ Feldversuche an einer realen Lagerstätte mit vergleichbaren Eigenschaften wie jene der kommerziellen Speichern der RAG durchgeführt. Als Ergebnis dieses Projekts ist unter den betrachteten Rahmenbedingungen bei Wasserstoffbeimengungen von 10% keine Beeinträchtigung der Speicherintegrität der RAG Speicher zu erwarten. Darüber hinaus wurde das Potential der Erdgasspeicher als natürliche Reaktoren zur Herstellung von erneuerbarem Methan aus grünem Wasserstoff und Kohlendioxid identifiziert.

Daraus wurde das Folgeprojekt „Underground Sun Conversion“ (Abbildung 5) ins Leben gerufen. Dieses Projekt untersucht das neue Konzept erneuerbares Methan in Untergrundgasspeichern biologisch mit den vorhandenen Mikroorganismen zu produzieren. Dabei wird in einem

Feldversuch grüner Wasserstoff aus erneuerbaren Energiequellen und Kohlendioxid in eine ehemalige Gaslagerstätte eingepresst und durch einen natürlichen Prozess in über 1000 m Tiefe zu erneuerbarem Methan umgewandelt. Dieses Methan wird bei Bedarf (Unterdeckung an erneuerbaren Energiequellen) wieder entnommen und in das öffentliche Gasnetz eingespeist. Dadurch entsteht ein natürlicher Kohlenstoffkreislauf. Somit könnte eine effiziente und kostengünstige saisonale Speicherung von Sonnen- und Windenergie unter Nutzung vorhandener Infrastruktur realisiert werden. Ziel ist es auch die gewonnenen Erkenntnisse auf andere Lagerstätten weltweit zu übertragen und zu skalieren. Das Projekt läuft noch planmäßig bis 2021.

Abbildung 4: Schema zu Untergrund Sun Storage



Quelle: RAG Austria

Abbildung 5: Schema zu Underground Sun Conversion



Quelle: RAG Austria

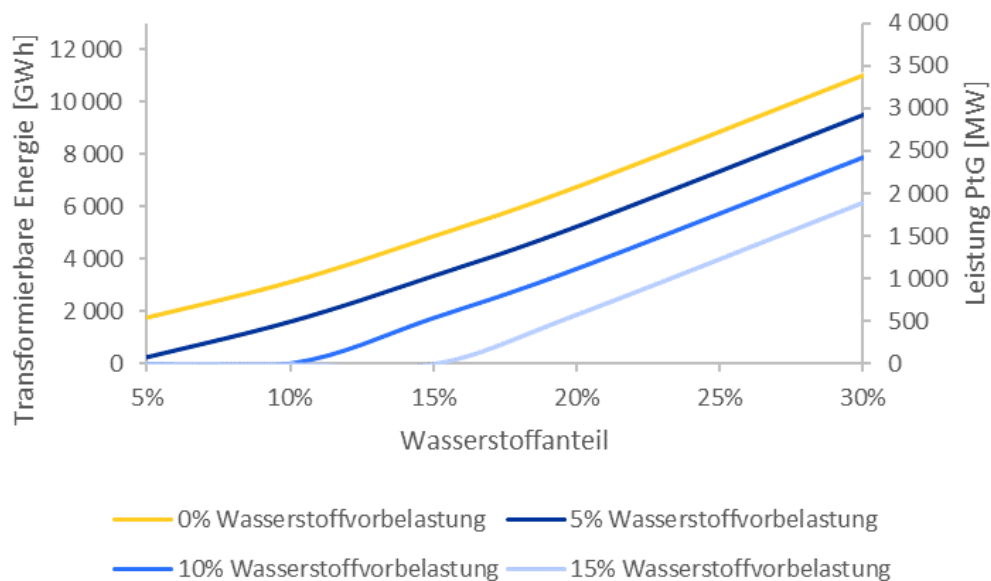
2.1.3 Wasserstoff

Potential der Wasserstoffbeimengung in Österreich

In Abbildung 6 ist die transformierbare Energie aus dem Stromnetz und Umwandlung per Elektrolyse in Wasserstoff und Einspeisung in das Verteilernetz im Marktgebiet Ost in Abhängigkeit der Wasserstoffvorbelastung des Erdgases und des zulässigen Wasserstoffanteiles dargestellt.

Zum Beispiel kann bei einer 5% Wasserstoffvorbelastung des Erdgases und einem 15% zulässigen Wasserstoffanteil eine Energie von ca. 3,4 TWh pro Jahr aus dem Stromnetz entnommen werden und damit Wasserstoff erzeugt werden, der in das Verteilernetz eingespeist werden kann. Dieses maximal theoretische Potential bezieht sich jedoch darauf, dass an 8760 Stunden im Jahr ein entsprechender Überschussstrom zur Verfügung steht.

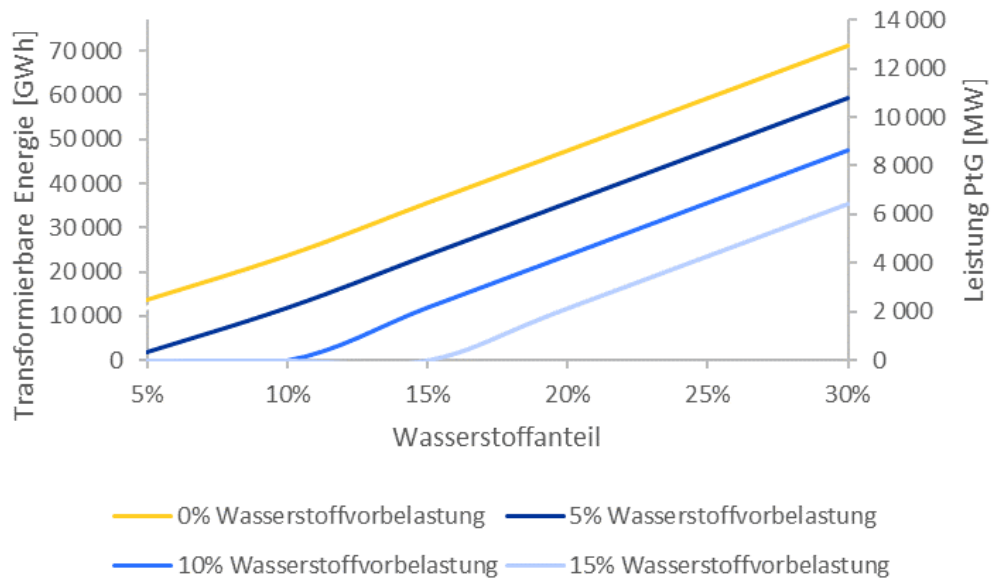
Abbildung 6: Transformierbare Energie aus dem Stromnetz und Umwandlung per Elektrolyse in Wasserstoff und Einspeisung in das Verteilernetz im MG Ost in Abhängigkeit der Wasserstoffvorbelastung



Quelle: AGGM

Im Vergleich zu Abbildung 6 zeigt Abbildung 7 die transformierbare Energie aus dem Stromnetz in das österreichische Fernleitungsnetz in Abhängigkeit der Wasserstoffvorbelastung des Erdgases und des zulässigen Wasserstoffanteiles dargestellt. Aufgrund der kontinuierlicheren und im Vergleich zum Verteilergebiet größeren Transportmengen auf der Fernleitung erhöht sich auch dementsprechend die mögliche transformierbare Energie bzw. die installierbare Power-to-Gas Leistung.

Abbildung 7: Wasserstoff Einspeisepotential in das Fernleitungsnetz im MG Ost in Abhängigkeit der Wasserstoffvorbelastung



Quelle: AGGM

Standortidentifikation von H₂ Einspeisung in das Gasnetz

Für eine Standortidentifikation für Power-to-Gas Anlagen ist jedenfalls eine gründliche Analyse auf Basis folgende Standortfaktoren notwendig:

- Umspannwerke der Netzebenen 380, 220 und 110 kV in unmittelbarer Nähe zum Gasnetz
- Durchflüsse im Gasnetz zur Durchmischung und Verteilung des eingespeisten Wasserstoffs
- Verfügbarkeit von erneuerbarem (Überschuss)Strom aus Wind, Solar oder Wasserkraft in unmittelbarer Nähe zu Umspannwerken zur Entlastung und Flexibilisierung des Stromnetzes
- Verfügbarkeit von H₂O
- Potenzielle Direktabnehmer von Wasserstoff (z.B.: Raffinerie, Düngemittelproduktion, Stahlproduktion, etc.)
- Potenzielle Abnehmer der anfallenden Abwärme (Fernwärmenetz, Wärmespeicher etc.) zur Erhöhung des Wirkungsgrades der Power-to-Gas Anlagen
- Sensible ans Gasnetz angeschlossene Kunden (Erdgastankstellen, Gasturbinen, etc.) zur Ermittlung der lokalen Wasserstofftoleranzgrenzen des Gasnetzes
- Potenzielle saisonale Wasserstoffspeicher (Porenspeicher)
- Potenzielle CO₂ Produzenten (z.B. Biogasanlagen, Kraftwerke, Zementwerke, etc.) als Ausgangsstoff für die Methanisierung
- Kosteneffizienz: Größe der PtG-Anlagen, bereits vorhandene Infrastruktur Strom/Gas für eine erleichterte Einbindung einer PtG-Anlage, etc.

Power-to-Gas Landkarte

Der folgende erste Entwurf der Potentiallandkarte (Abbildung 8) zeigt derzeitige geografische Schnittpunkte zwischen dem Ebene 1 System der Gasverteilerleitungsinfrastruktur bzw. dem Fernleitungssystem und den Stromnetzebenen 110 kV, 220 kV und 380 kV der APG Übertragungsnetzinfrastruktur in Österreich sowie dem 110 kV Verteilernetz Oberösterreichs und der Steiermark. Diese geografischen Schnittpunkte wurden bis jetzt nur anhand von, je nach Netzsteuerung, möglichen theoretischen Durchflüssen unter den nachfolgenden Annahmen bewertet. Weitere bereits oben genannte Kriterien zur Standortidentifikation wurden derzeit noch nicht in Betracht gezogen, müssen jedoch jedenfalls bei konkreter Standortwahl mitberücksichtigt werden.

Annahmen, welche zur Vereinfachung der Berechnung dienen:

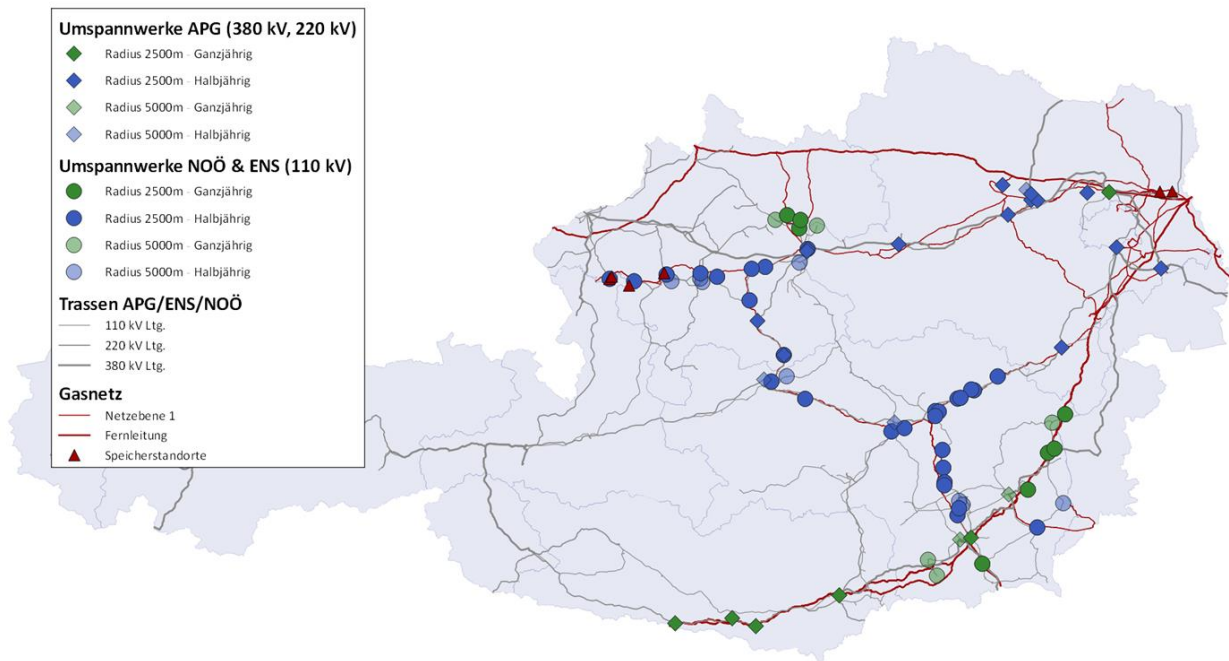
1. Das Gas ist vor der Wasserstoffeinspeisung mittels Power-to-Gas vollständig wasserstofffrei, wobei angesichts europäischer Entwicklungen sowie Flüsse innerhalb des österreichischen Gasnetzes davon auszugehen ist, dass künftig auch importiertes Gas einen Wasserstoffanteil beinhalten wird.
2. Die theoretischen je nach Netzsteuerung möglichen Durchflüsse basieren auf dem Absatzverhalten aus dem Gasjahr 2017.
3. Das im Sommer bzw. während der Einspeicherperiode (ca. Juni – September) mit Wasserstoff angereicherte Gas wird in den Untergrundgasspeichern in Österreich zwischengespeichert und im Winter mit dem gleichen unveränderten Wasserstoffgehalt entnommen. Das bedeutet, dass während der Ausspeicherphase das Wasserstoffpotenzial geringer ist bzw. es nur eine geringe Anzahl an Standorten im Verteilergebiet gibt, welche nicht mit Gas aus den Speichern versorgt werden.

Aufgrund dieser Annahmen gibt es im Verteilergebiet und entlang der Fernleitungssysteme Standorte, welche das gesamte Jahr über (8760 Betriebsstunden) über das theoretische Potenzial, Wasserstoff ins Gasnetz einzuspeisen, verfügen und jene, welche nur während der Einspeicherperiode (ca. 2900 Betriebsstunden) zur Verfügung stehen.

Die Standorte an der Fernleitung hätten den Vorteil einer Nutzung über das gesamte Jahr hinweg aufgrund der hohen und kontinuierlichen Durchflussmengen. Darüber hinaus kann man entlang der Fernleitungen größere und damit kosteneffizientere P2G-Anlagen installieren inkl. dem Vorteil einer Skalierbarkeit.

Werden geeignete Standorte nicht nur rein nach geographischer Überlagerung betrachtet, sondern betrachtet man generell Netzknoten (Gasknoten bzw. Umspannwerke) im erweiterten Umfeld, und erweitert man vor allem die Betrachtung auch auf die vollständige Verteilernetzinfrastruktur in Österreich ergeben sich dadurch noch effektivere Möglichkeiten zur Sektorentransformation.

Abbildung 8: Entwurf der Potentiallandkarte für Power-to-Gas



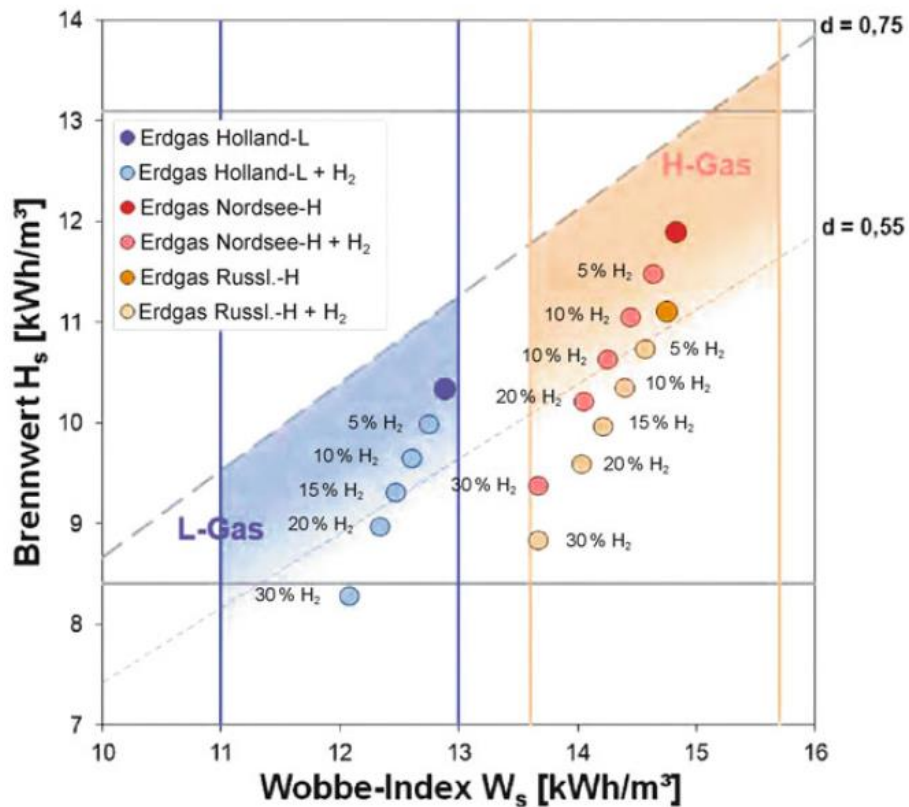
Quelle: AGGM, APG, Energienetze Steiermark, NetzOÖ

Technische Machbarkeit

Die Einspeisung von Wasserstoff stellt die Gasinfrastruktur vor neuen Herausforderungen. Im Vergleich zu Methan (rel. Dichte 0,5549) dem Hauptbestandteil von Erdgas, hat Wasserstoff eine geringere relative Dichte (0,0695) und folglich auf dieselbe Masse einen geringeren Brennwert (3,54 kWh/m³ im Vergleich zu ca. 11,2 kWh/m³). Daher müssen wichtige brenntechnische Kenndaten wie der Wobbe-Index, die relative Dichte, der Brennwert und die Methanzahl im Hinblick auf eine Wasserstoffzumischung beachtet bzw. angepasst werden. Folgende Abbildung veranschaulicht am Beispiel des deutschen Regulativs wie sich die Gasbeschaffenheitskennwerte (Wobbe-Index und Brennwert) in Abhängigkeit der beigemengten Wasserstoffkonzentration verändern.

Die derzeitige Infrastruktur ist bisher auf den Transport von Erdgasqualität ausgerichtet. Dennoch würde das derzeitige Gasnetz eine Einspeisung von 15-30 vol% Wasserstoff, mit entsprechenden Vorkehrungen und notwendigen Investitionen, verkraften.

Abbildung 9: Beispiel für die Veränderung der Gasbeschaffenheit

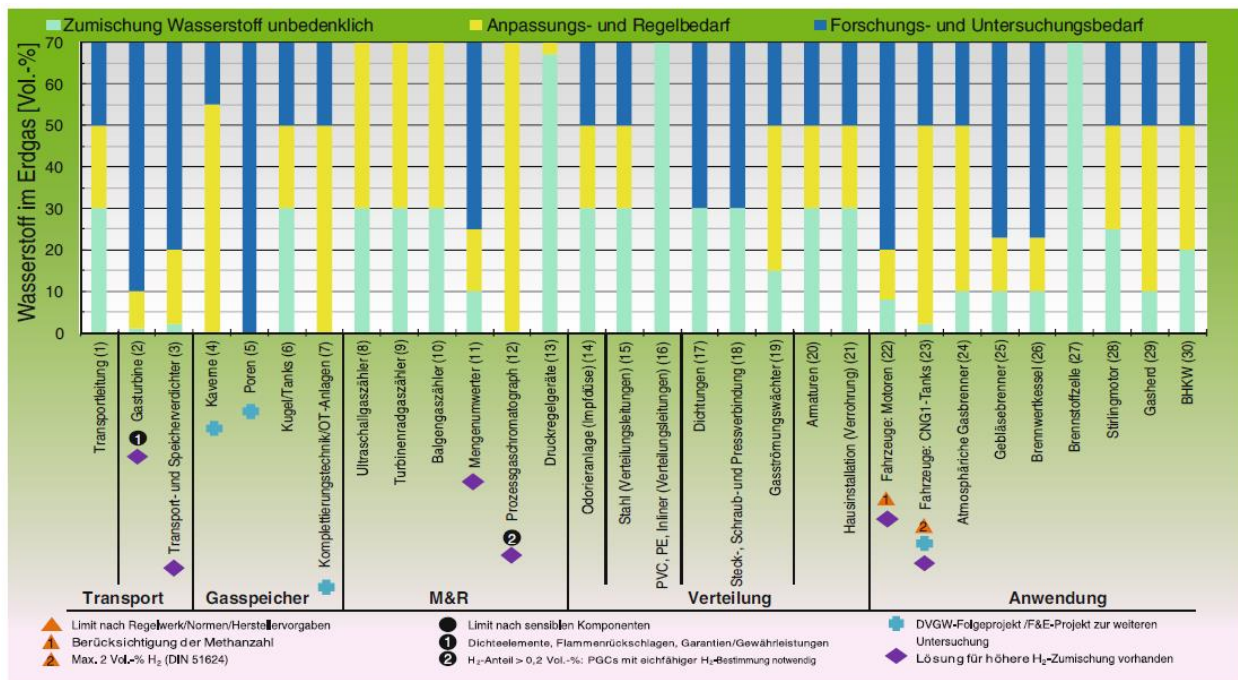


Quelle: DVGW, 2013b

Der volumetrische Brennwert sinkt mit zunehmender Wasserstoffkonzentration und folglich muss bei gleichbleibendem Energietransport der Volumenstrom zunehmen, was wiederum die Transportkapazität des Erdgasnetzes entsprechend reduziert.

In Deutschland hat der DVGW wesentliche Elemente der Erdgasinfrastruktur auf die Wasserstoffverträglichkeit geprüft welche in Abbildung 10 abgebildet ist.

Abbildung 10: Überblick der Wasserstofftoleranz ausgewählter Elemente im Gasnetz.



Quelle: DVGW, 2013b

Die Rohrleitungen könnten abhängig von der Qualität ihres Stahls und deren Schweißnähte schlecht auf die Beimischung von Wasserstoff reagieren. Daher gilt es sicherzustellen, dass die verwendeten Materialien diesen Anforderungen entsprechen. Bei der direkten Einspeisung von Wasserstoff, bevor die Durchmischung erfolgt, kann man von 100 vol% Wasserstoff ausgehen und die dort verbauten Leitungen müssen dem Standhalten. Der ÖVGW unternimmt derzeit Untersuchungen, welcher Wasserstoffgehalt in den österreichischen Verteilernetzen technisch möglich ist.

Die Lagerung kann man in zwei Kategorien einteilen, in die Untergrundspeicher und die oberirdischen Speicher. Oberirdische Speicher sollten, sie bei den Leitungen auch, kein Problem darstellen solange die Materialien und die Schweißnähte dementsprechend ausgelegt wurden. Untergrundspeicher, vor allem Porenspeicher müssen aufgrund der unterschiedlichen geologischen Charakteristika separat untersucht und bewertet werden. Allgemein ist laut Stand der Technik eine Speicherung von geringer Wasserstoffbeimengen möglich. Höhere Wasserstofftoleranzen der österreichischen Speicher werden derzeit untersucht.

Ein weiterer Punkt, der berücksichtigt werden muss, ist die Endkundennutzung. Es gibt bestimmte Limitationen bei Endkundenanwendungen, wie hoch der Wasserstoffgehalt im Gasnetz sein darf. Als ersten Schritt gilt es diese Grenzwerte im österreichischen Gasnetz explizit zu eruieren und zu lokalisieren, um spezielle Cluster mit unterschiedlicher Wasserstofftoleranz, je Endkundenlimitation zu ermitteln. Langfristig gilt es diese Grenzwerte sukzessive durch Forschung und Entwicklung neuer Technologien zu verbessern, sodass die Endkundenanwendungen eine höhere Wasserstofftoleranz aufweisen.

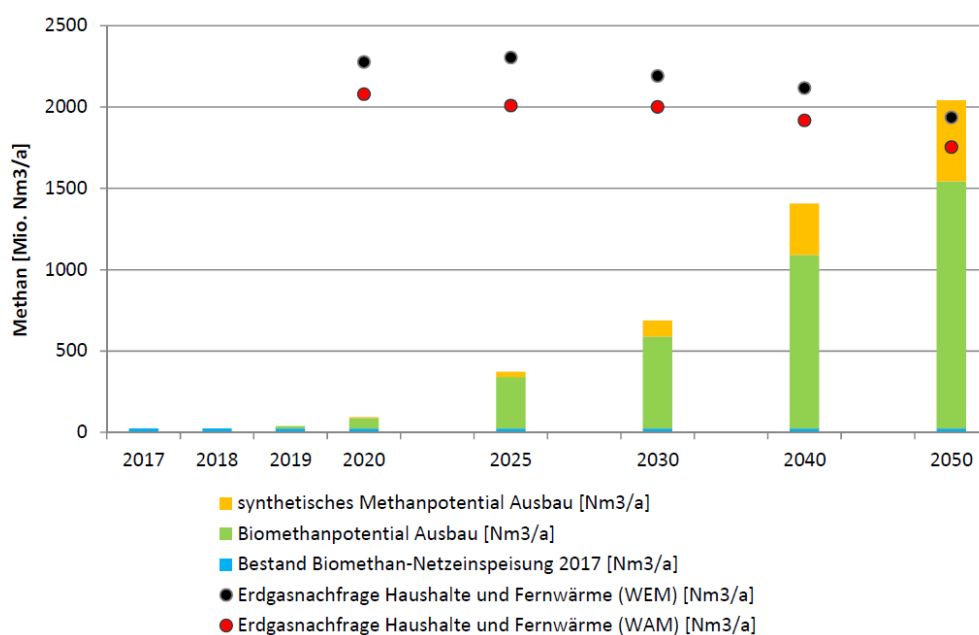
Derzeit stellen die Gaskompressoren bzw. -turbinen, vor allem bei Fluktuationen der Gasbeschaffenheit, und die Tanks der gasbetriebenen Fahrzeuge die größte Herausforderung dar.

2.1.4 Initiative Greening the Gas

2.1.4.1 Forcierung Biogas

Die vom Energieinstitut an der Johannes Kepler Universität Linz erstellte Studie „*Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich*“¹ geht davon aus, dass in Österreich ein Biomethanpotential von ca. 1,5 Mrd. Nm³/a zur Verfügung steht. Darüber hinaus stellt die Methanisierung von erneuerbarem Wasserstoff und dem bei der Biogasanlage anfallendem CO₂ ein weiteres zusätzliches Potential von ca. 500 Mio. Nm³ pro Jahr synthetisch erzeugtem grünen Methan dar (siehe Abbildung 11).

Abbildung 11: Biogaspotential Österreich



Quelle: Energieinstitut an der JKU Linz

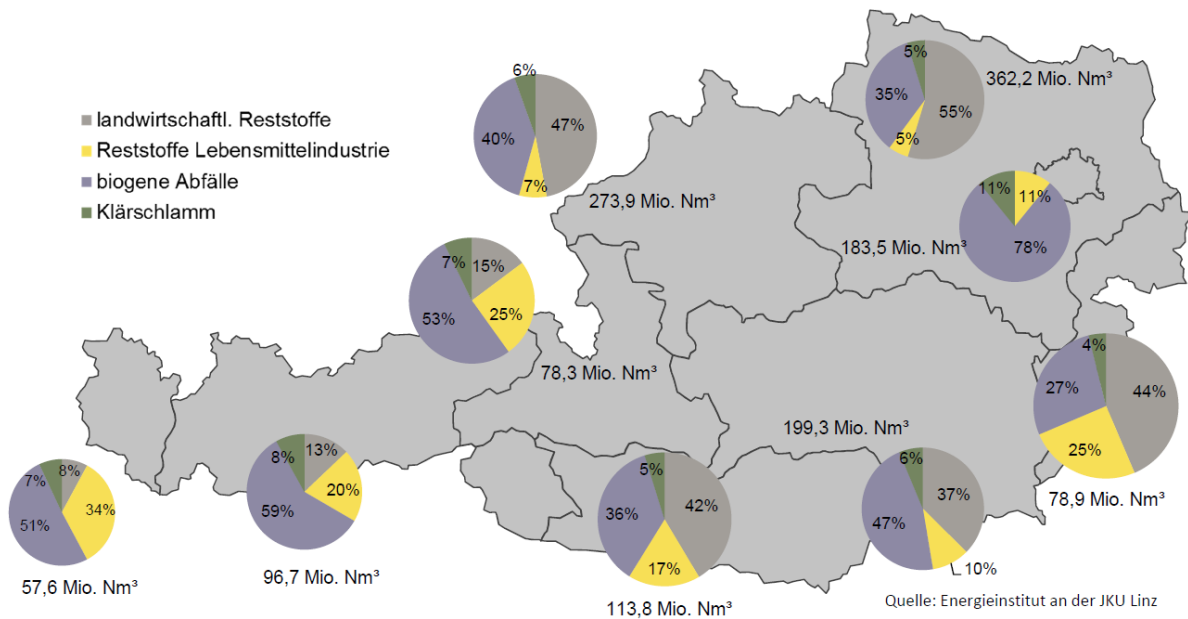
In der ersten Ausbaustufe (2018 – 2030) können Anlagen zur Verwertung von biogenen Abfällen vor allem der Lebensmittelindustrie, Klärschlamm und Biotonnenmaterial einen Beitrag zur Erhöhung der Ressourceneffizienz leisten. Dieses Potential sollte bis 2030 prioritär realisiert werden und würde etwa 600 Mio. Nm³ pro Jahr Biomethan umfassen.

Die zweite Ausbaustufe (2030 – 2050) umfasst das Segment der technisch schwieriger zu realisierenden Potentiale von Reststoffen aus der Tier- und Pflanzenproduktion. Weitere Potentiale wie die Nutzung des biogenen Materials aus der Hausgartenkompostierung bedürfen einer tiefergreifenden Systemumstellung und Erweiterung bestehender Reststofflogistik und sind daher ebenfalls im Zeitraum 2030 bis 2050 zu realisieren.

Betrachtet man das regionalisierte Potential für Biogas in Österreich (Abbildung 12), ist ersichtlich dass in den Bundesländern Niederösterreich und Oberösterreich sowie Burgenland und Steiermark die anteilmäßig größten Potential für die Produktion von Biogas zu finden ist.

¹ „*Erhöhung des Einsatzes von erneuerbarem Methan im Wärmebereich*“, Energieinstitut an der JKU Linz, 2017.

Abbildung 12: Regionalisiertes Biogaspotential aus Reststoffen



Gemäß der Forschung der Studie „Machbarkeitsuntersuchung Methan aus Biomasse“³ wird das kalkulierte heimische Biomethanpotential bis 2050 je nach Szenario auf eine Gasmenge in der Größenordnung von 4 Mrd. Nm³/a geschätzt. Die Studie lässt Konkurrenznutzungen allerdings weitläufig außer Acht. Außerdem wird ein großer Teil des Potentials von noch nicht mobilisierten bzw. erschlossenen Holzerträgen gestellt (Dißauer, Rehling, & Strasser, 2019)

Mehreren Studien zufolge kann bis 2050 von einem national realisierbarem Biomethanpotential, unter Berücksichtigung der Nachhaltigkeit, zwischen 1,5 – 4,0 Mrd. m³/a ausgegangen werden^{1,2,3,4}. Um die Dekarbonisierungsziele zu erreichen, ist es erforderlich – insbesondere im Wärmemarkt – den Einsatz von Biomethan zu maximieren. Dazu werden seitens der Gaswirtschaft intensive Bemühungen unternommen, die unter dem Begriff „Greening the Gas“ zusammengefasst sind.

Außerdem stellen Biogasanlagen durch einen Anschluss an das Gasnetz und der direkten Verfügbarkeit von reinem CO₂ aus dem Fermentationsprozess ideale Kandidaten für einen Standort von Power-to-Gas Anlagen dar. Durch die elektrolytische Produktion von erneuerbarem Wasserstoff mittels Strom aus erneuerbaren Energiequellen (Wind, Solar, Wasser, etc.) und die anschließende Methanisierung kann der anfallende CO₂ Anteil im produzierten Gasgemisch von bis zu 50% zur Produktion von CO₂ neutralem Biomethan genutzt werden und somit der Biogasoutput theoretisch verdoppelt werden und der Wirkungsgrad der Anlagen dadurch signifikant erhöht werden.

² „Technisches Potential an synthetischem Methan aus biogenen Ressourcen“, Montanuniversität Leoben, 2018

³ „Machbarkeitsuntersuchung Biomethan aus Biomasse“, Bioenergy 2020+, 2019

⁴ „Möglichkeiten der Einspeisung von Biogas in das österreichische Gasnetz, Institut für Energetik und Umwelt, 2005

2.1.4.2 Erschließung des Potentials 1. Schritt: Anbindung der bestehenden Biogasanlagen an das Gasnetz

Status Quo

Im Jahr 2018 wurden durchschnittlich ca. 1.700 Nm³/h Biomethan in 14 Produktionsstandorten in Erdgasqualität produziert und ins öffentliche Gasnetz eingespeist. Mit den derzeit möglichen Gasaufbereitungsverfahren können Gasqualitäten mit 99,99% Methan Anteil erreicht werden. Die dafür eingesetzten Substrate sind nachwachsende Rohstoffe, Wirtschaftsdünger aus der Nutztierhaltung und organische Reststoffe (u.a. Abfälle aus der Lebensmittelindustrie).

Abbildung 13: Aktuelle Biogaseinspeisung



Quelle: AGGM

Anbindung der bestehenden Biogasanlagen an das Gasnetz

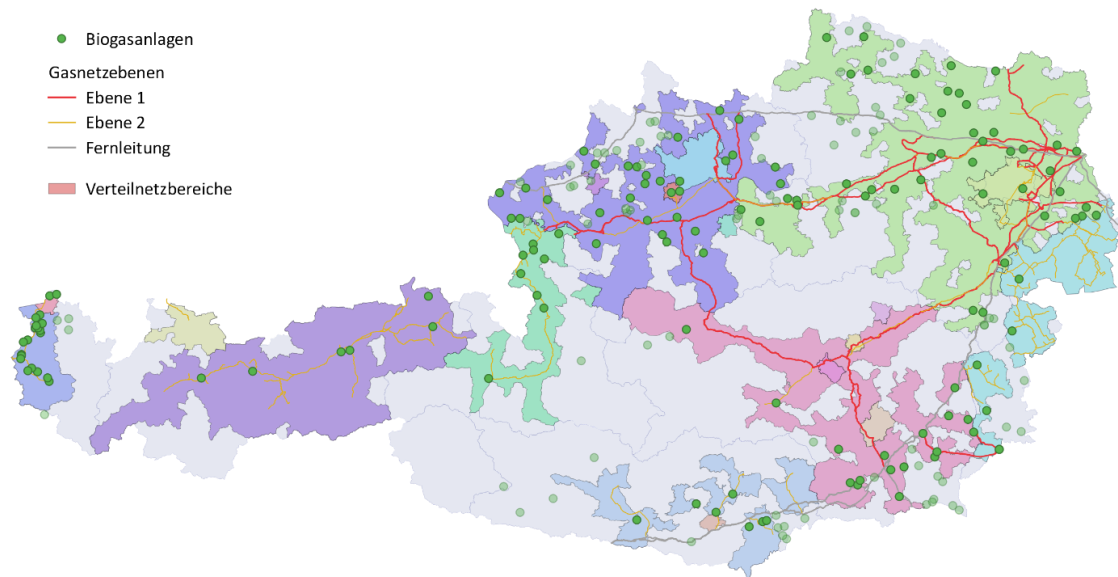
Dazu existieren noch mehr als 270 weitere Standorte, die Biogas direkt in Strom oder Wärme umwandeln (siehe Abbildung 14).

Außerdem verfügt Österreich über ein flächenmäßig sehr gut ausgebautes und modernes Gasnetz, welches die effiziente und im höchsten Maße sichere Versorgung von Industrie, Gewerbe, Haushalten und Kraftwerken mit Energie gewährleistet und somit einen volkswirtschaftlich wichtigen Beitrag leistet.

Abbildung 14 zeigt, dass die Netzabdeckung mit Gas in den bereits erwähnten Bundesländern mit dem höchsten Biogaspotential bereits sehr hoch ist und dies eine ideale Voraussetzung darstellt, um den bestehenden derzeit nicht angeschlossenen Biogasanlagen einen Netzzugang unter technisch und wirtschaftlich sinnvollen Gesichtspunkten zu ermöglichen.

Zum Netzanschluss der bestehenden Biogasanlagen und den dadurch notwendigen Investitionskosten wird derzeit eine Studie im Auftrag des ÖVGW durchgeführt. Diese Studie hat das Ziel die kostengünstigsten Varianten zum Netzanschluss und die daraus resultierenden bestehenden Anlagen mit dem höchsten Kosten/Nutzen Effekt zur kurzfristigen Umsetzung aufzuzeigen.

Abbildung 14: Darstellung bestehender Biogasanlagen im österreichischen Gasnetzgebiet.



Quelle: AGGM, Kompost & Biogas Verband Österreich, 2019

Durch diese Möglichkeit der Einspeisung der produzierten Biogasmengen ins öffentliche Gasnetz können jene Mengen, welche derzeit noch mit einem relativ niedrigen Wirkungsgrad lokal und bandförmig Strom erzeugen und ins Stromnetz einspeisen, dem gesamten Gasmarkt in Österreich zur Verfügung gestellt werden. Dadurch leisten sie einen wichtigen Beitrag zur nachhaltigen Dekarbonisierung der Sektoren Industrie, Strom, Wärme und Verkehr. Außerdem wird die bandförmige Stromeinspeisung reduziert.

2.1.4.3 Erschließung des Potentials 2. Schritt: Erschließung des weiteren Potentials

In einem weiteren Schritt ist es notwendig, das weitere Biomassepotential mit neuen Biogasanlagen zu erschließen.

Um Biogasanlagen die Möglichkeit zu bieten, das produzierte erneuerbare Methan am effizientesten zu verwerten, sprich ins bestehende öffentliche Gasnetz einzuspeisen und das erneuerbare CO₂ neutrale Gas am Markt anzubieten, bedarf es noch einiger Klarstellungen technischer und regulatoriver Rahmenbedingungen.

Für die Standortidentifikation ist eine gründliche Analyse auf Basis folgender Standortfaktoren für die Biogas- und Biomethaneinspeisung notwendig:

- Örtliche Nähe zum Gasnetz
 - Notwendiger Druck zur Einspeisung
- Lokale Gasabsätze und Durchflüsse im Gasnetz
 - zur Verteilung des eingespeisten Biogases/Biomethans
- Versorgung mit Rohstoffen

- Schnittgut, Bioabfälle, Landwirtschaftliche Produkte, Klärschlamm, Wirtschaftsdüngeraufkommen
- Potentielle Direktabnehmer von Biogas
 - Tankstellen, Landwirtschaftsfahrzeuge, Kommunale Fahrzeuge (Müll, Bus, etc.)
- Potentielle saisonale Biogas/Biomethanspeicher
 - Nutzung von Porenspeichern
- Akzeptanz in der Bevölkerung in unmittelbarer Nähe
 - Lärm, Geruch etc.
- Bei zusätzlicher Methanisierung:
 - Potentielle Abnehmer der anfallenden Abwärme
 - Fernwärmenetz, Wärmespeicher etc.
 - zur Erhöhung des Wirkungsgrades der Power-to-Gas Anlagen
 - Verfügbarkeit von erneuerbarem (Überschuss)Strom
 - aus Wind, Solar oder Wasserkraft

Biogaslandkarte

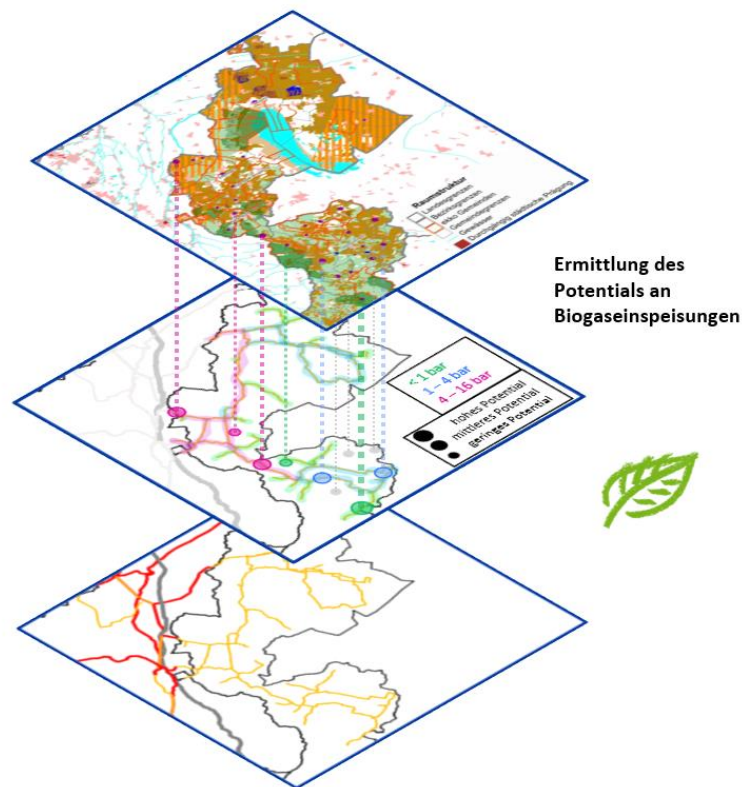
AGGM möchte diese Bemühungen unterstützen und hat sich zum Ziel gesetzt eine Biogaslandkarte in enger Kooperation mit den Verteilernetzbetreibern zu erstellen. Diese Landkarte soll zukünftig die Standortwahl potentieller Biogasanlagen erleichtern und Anlagenbetreiber bei der Entwicklung eines erfolgreichen Business Case unterstützen.

Abbildung 15 stellt schematisch die Methodik zur Erstellung der Biogaslandkarte für Österreich dar. Grundsätzlich gilt es in der Analyse die niederen Netzebenen der Gasinfrastruktur, welche mit einem für die Einspeisung notwendigen niedrigem Druck betrieben werden, heranzuziehen und unter Berücksichtigung der oben genannten Faktoren die potentiellen Standorte mit Grundlagen für eine Bewertung lokal auszuweisen.

Die Methodik zur Klassifizierung von geeigneten Biogaskorridoren soll aus 2 Perspektiven bestehen, aus denen das Optimum zur Klassifizierung resultiert. Aus der Perspektive des Gasnetzes sind jene Standorte zu bevorzugen, welche sich in unmittelbarer Nähe eines Netzgebietes befindet, in dem eine ganzjährige Abnahme der produzierten Biomethanmengen bei entsprechend niedrigem Betriebsdruck sichergestellt werden kann. Ist eine ganzjährige Abnahme nicht mehr gewährleistet sind Investitionen nötig um entweder eine Rückverdichtung auf ein höheres Druckniveau bzw. eine höhere Netzebene zu ermöglichen bzw. um einen Netzverbund mit gleichem Druckniveau zu schaffen um die Mengen weiter zu verteilen (eine individuelle Betrachtung unter Berücksichtigung der technischen Machbarkeit und der Wirtschaftlichkeit ist jedenfalls durchzuführen). Aus der Perspektive der Rohstoffbeschaffung wären natürlich geringe Anfahrtswege bzw. eine hohe konzentrierte und kontinuierliche Verfügbarkeit von Rohstoffen für eine Standortwahl ideal.

So könnte man durch die Ausweisung geeigneter Korridore für Biogaseinspeisungen die Entwicklung möglicher Biogasprojekte unterstützen. Dies setzt allerdings die Einbeziehung unterschiedlicher Marktteilnehmer, insbesondere der Verteilernetzbetreiber, voraus.

Abbildung 15: Methodik für die Erstellung der Biogaslandkarte.



2.1.4.4 Wirtschaftliche Aspekte

Diese Vorhaben stellen darüber hinaus positive volkswirtschaftliche Effekte laut der Studie der österreichischen Energieagentur „*Netzeinspeisung von erneuerbarem Gas*“⁵ zu den volkswirtschaftlichen Effekten des Ausbaus von Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Gase und deren Einspeisung in das Gasnetz von mehreren Milliarden dar, welche auch genutzt und ergriffen werden sollten. Entsprechend der Studie der Energieagentur löst der Ausbau der Produktionskapazitäten auf 2 Mrd. Nm³ erneuerbare Gase bis zum Jahr 2050 Gesamtinvestitionen von 14,7 Mrd. Euro aus, davon können 10,8 Mrd. Euro als für die österreichische Wirtschaft wirksam angesetzt werden. Darüber hinaus entstehen im Betrachtungszeitraum 14,0 Mrd. Euro Aufwände durch den Betrieb der Anlagen. Als Wertschöpfung ergibt sich daraus insgesamt ein Betrag von 20,9 Mrd. Euro, wovon 8,2 Mrd. Euro Biomethan und 12,7 Mrd. Euro Wasserstoff und synthetischem Erdgas zugerechnet werden können.

Um diese positiven Effekte heben zu können und um diese Entwicklungen auch zu realisieren, bedarf es jedoch zuerst die Umsetzung notwendiger politischer und regulatoriver Rahmenbedingungen.

⁵ „*Netzeinspeisung von erneuerbarem Gas*“, Österreichische Energie Agentur, 2019

2.1.5 Zusammenfassung und berücksichtigte Konsequenzen

Die Koppelung der Sektoren Strom und Gas und der dadurch gemeinsamen und koordinierten Infrastrukturplanung wird zukünftig als normaler Planungsprozess ablaufen. Eine Richtschnur wird voraussichtlich der Integrierten Netz- und Infrastruktur Plan des Bundesministeriums für Nachhaltigkeit und Tourismus geben. Auf europäischer Ebene wurde dies bereits durch die Erstellung gemeinsamer Szenarien für die europäischen Netzentwicklungspläne (Strom und Gas) umgesetzt.

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

Die energiepolitischen Zielsetzungen auf europäischer Ebene geben den Rahmen für die energiepolitischen Ziele und Maßnahmen auf österreichischer Ebene vor. Diese werden in der „#mission2030“ und im Nationalen Energie und Klimaplan wiedergegeben. Die in der EU Energieeffizienzrichtlinie festgelegten Zielsetzungen wurden im „Minimal Szenario“ der Absatzprognose der LFP berücksichtigt (siehe auch Kapitel 2.3.1).

2.2 Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2019, Österreich

Der Marktgebietsmanager hat gemäß Gaswirtschaftsgesetz 2011 die Aufgabe, in Koordination mit den Fernleitungsnetzbetreibern und unter Berücksichtigung der Langfristigen Planung des Verteilergbietsmanagers einmal jährlich einen koordinierten Netzentwicklungsplan mit einem Mindestplanungszeitraum von zehn Jahren zu erstellen. Die Planung stützt sich dabei auf die aktuelle Lage, die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage und ist nach Konsultation aller einschlägigen Interessensträger von den Fernleitungsnetzbetreibern in einem Marktgebiet gemeinsam der Regulierungsbehörde zur Genehmigung vorzulegen. Der koordinierte Netzentwicklungsplan dient dem Zweck, die Marktteilnehmer über bereits beschlossene Investitionen, über zukünftige Infrastrukturprojekte sowie über den Zeitplan der Investitionsprojekte der kommenden Jahre zu informieren und verfolgt neben der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher und der Deckung der Transporterfordernisse auch das Ziel einer hohen Versorgungssicherheit der Infrastruktur sowie die Erfüllung des europaweiten Infrastrukturstandards entsprechend dem Artikel 5 der Verordnung (EU) 2017/1938.

Die Planung basiert auf einer von den österreichischen Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH initiierten unverbindlichen Kapazitätsbedarfserhebung. Aufbauend auf den eingemeldeten Bedarfen werden Projekte entwickelt, deren technische Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit in den jeweiligen Netzentwicklungsplänen der Fernleitungsnetzbetreiber untersucht wird.

Auswirkungen des Koordinierten Netzentwicklungsplans auf das Verteilergbiet

GCA 2017/02: Penta West Exit Verteilergbiet

Auf Basis der Kapazitätsanfrage der AGGM hat Gas Connect Austria ein Planungsprojekt im KNEP eingereicht. Das KNEP Projekt sieht eine Kapazitätsbereitstellung von 5.000 Nm³/h für das Verteilergbiet im Raum Andorf vor.

GCA: 2015/01a Bidirectional Austria Czech Interconnector

TAG: 2016/01 TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)

BACI Bidirectional Austrian Czech Interconnector: Die Trasse der BACI quert bei ca. km 37 die Trasse der Ebene 2 Leitung Ladendorf – Hohenau. Die Leitung Ladendorf – Hohenau wird mit 12 barg betrieben. Eine Einspeisung in diese Leitung kann lediglich den geringen lokalen Absatz bedienen. Ein Gastransport über Ladendorf hinaus Richtung Laa ist aufgrund der Drucksituation nicht möglich. Derzeit besteht seitens des Verteilernetzes kein Bedarf an einem Ausspeisepunkt aus der BACI Leitung.

Entry Mosonmagyarovar

alle Projekte inkl. Komplementärprojekte

Diese Projekte haben keine Auswirkungen auf das Verteilergbiet. Aus derzeitiger Sicht besteht auch kein Bedarf an einer zusätzlichen Kapazität für das Verteilergbiet.

Alle anderen Gas Connect Austria und TAG GmbH Projekte

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

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan wird gemeinsam mit der Langfristigen Planung am 15.10.2019 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days vorgestellt.

2.3 Datenmodell der Langfristigen Planung 2019

2.3.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt wann, wo und wieviel Gas von Endkunden verbraucht wird und wird für die gesamte Planungsperiode von 2020 bis 2029 erstellt. Das Absatzmodell wird für alle drei Marktgebiete (Marktgebiet Ost, Marktgebiet Tirol und Marktgebiet Vorarlberg) getrennt erstellt, wobei für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg aufgrund der geringeren Komplexität nur das Baseline Szenario erstellt wurde.

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

2.3.1.1 Erstellung des Absatzmodells - Methode

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

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

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

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

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

Die Basis für die Ermittlung des Jahresabsatzes je Szenario bildet der Durchschnitt der Jahresabsätze der letzten drei Jahre. Im Maximal Szenario wird der Verbrauch der geplanten Kraftwerke hinzugerechnet. Im Minimal Szenario wird die volle Zielerreichung der Energieeffizienzrichtlinie unterstellt und eine jährliche Verringerung des Absatzes um 1,5% unterstellt. Eine Analyse der Entwicklung des SLP Kundensegmentes ist in Kapitel 2.3.1.4 dargestellt.

2.3.1.2 Berücksichtigte Anschlussleistung der Kraftwerke

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

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

In Tabelle 1 werden die Kraftwerke dargestellt, die für die Stromproduktion herangezogen werden können. Reine Fernwärmekraftwerke werden nicht gelistet. In dieser Tabelle werden die industriellen betriebseigenen Gasturbinen zur Stromproduktion ebenfalls nicht gelistet.

Die bis zum Stichtag 30.6.2019 eingetretenen Veränderungen der Anschlussleistungen sind in Tabelle 1 dritte Spalte dargestellt.

Die in der Langfristigen Planung 2019 für die Jahre 2020 bis 2029 berücksichtigten Veränderungen der Kraftwerksleistungen ergeben sich aus zwei Quellen. Einerseits werden die von den Netzbetreibern im Rahmen der jährlichen Absatzdatenerhebung übermittelten zukünftigen Bedarfsveränderungen aufgenommen, wobei AGGM die Meldungen der Netzbetreiber unverändert übernimmt. Andererseits werden die in den Kapazitätserweiterungsverträgen vereinbarten Leistungszusagen berücksichtigt.

Die berücksichtigten Kraftwerksleistungen für die Jahre 2020 bis 2029 sind in Tabelle 1 dargestellt.

Tabelle 1: In der LFP 2019 berücksichtigte Kraftwerksleistung

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

Netzbetreiber	Standort	Erhebung ECA		LFP 2019									
		2014 Q1	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
		[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]	[kNm³/h]
	Quelle:	Basis: Erhebung der ECA Frühjahr 2014; Kapazitätserweiterungsanträge, Fragebögen Absatzermittlung der Netzbetreiber, Netzzugangsprozess											
Wiener Netze	KW_Donaustadt_Summe												
	KW_Simmering_Summe												
Netz Niederösterreich GmbH	KW_Korneuburg												
	KW_Theiß												
Energienetze Steiermark	KW_Dürnröhr												
	KW_Mellach_Kohle												
	KW_Werndorf_Öl												
Netz Oberösterreich GmbH	KW_Mellach_GuD												
	KW_Timelkam												
Netz Oberösterreich GmbH	FHKW_MITTE												
	KW_Riedersbach												
Linz Gasnetz	FHKW_SÜD												
Salzburg Netz GmbH	FHKW_Salzburg												
Summe maximale Kraftwerksleistung													

Quelle: ECA, AGGM, 2019

2.3.1.3 Abstimmung der Bedarfe der Kraftwerke mit dem Netzausbauplan Strom

Im Zuge der Erstellung der Langfristigen Planung 2019 wurde ein Gespräch mit der Austrian Power Grid (APG), welche für die Erstellung des Netzentwicklungsplans für den Strombereich zuständig ist, geführt. Ziel war es, einen Informationsabgleich bezüglich der Neuerrichtung von Gaskraftwerken durchzuführen.

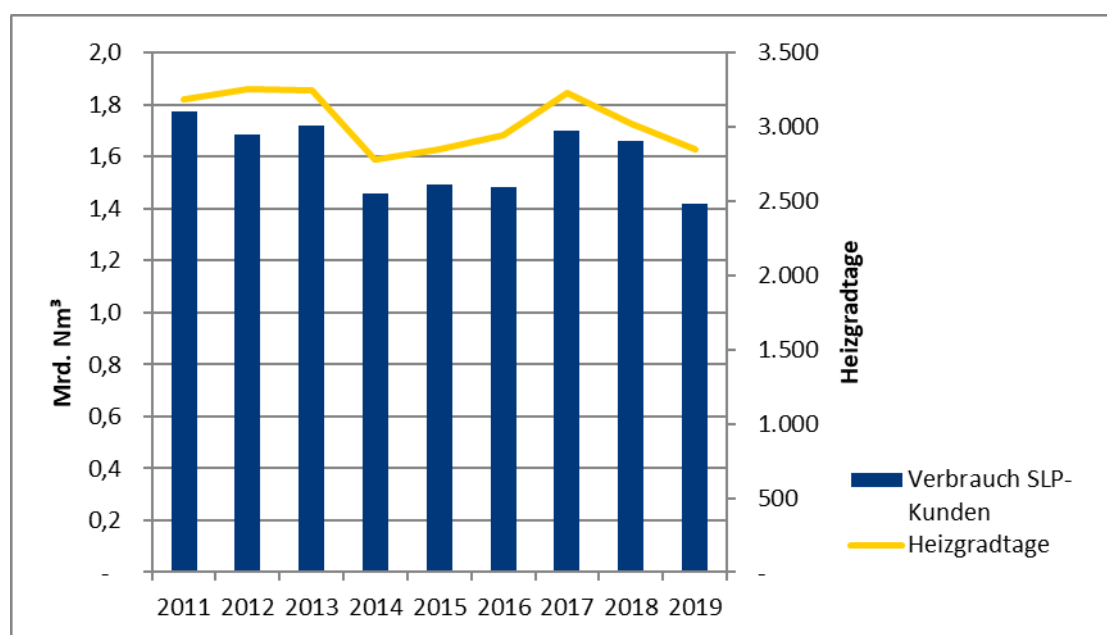
Sowohl im Masterplan 2030 der APG als auch im Netzentwicklungsplan 2018 werden keine neuen Gaskraftwerke in der Planung zugrunde gelegt. Demgegenüber steht ein hohes Ausbaupotential an Windkraftanlagen im Weinviertel und Burgenland und ein Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken im Westen von Österreich (siehe APG, Masterplan 2030, S.43).

2.3.1.4 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der Standardlastprofil Kunden

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

In Diagramm 1 sind der absolute Absatz der SLP Kunden im Marktgebiet Ost und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2019 jeweils vom Oktober bis April dargestellt. Bei einer flüchtigen Betrachtung sticht der schwankende Absatz der SLP Kunden ins Auge. Wird jedoch der Absatz der SLP Kunden linear zu den durchschnittlichen Heizgradtagen der Gasjahre 2011 bis 2019 normiert (siehe Diagramm 2), so ergibt sich ein anderes Bild. Es ist keine signifikante Änderung des Verbrauches feststellbar. Der Verbrauch schwankt annähernd auf demselben Niveau ohne dass ein eindeutiger Trend festgestellt werden kann.

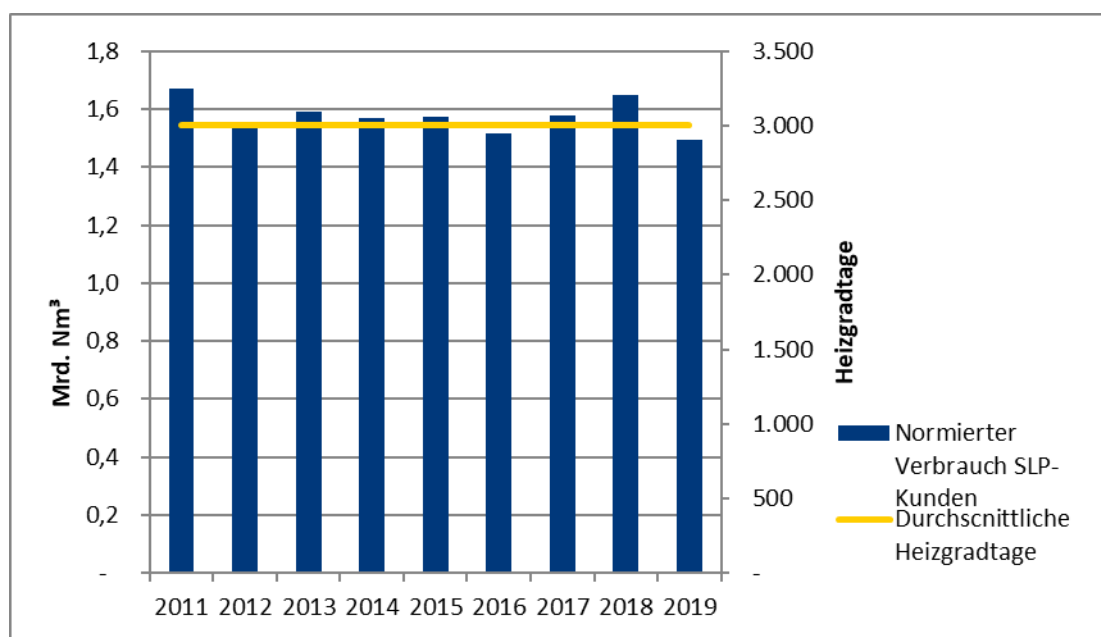
Diagramm 1: Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2019



Quelle: AGGM, 2019

Die Erklärung zu Diagramm 1 ist trivial. In Jahren mit längeren und stärkeren Kälteperioden wird tendenziell mehr Heizgas benötigt als in Jahren mit einem wärmeren Winter. Aus Diagramm 2 kann abgeleitet werden, dass es keine signifikante Nutzungsänderung der bestehenden SLP Kunden im Marktgebiet Ost gibt. Im Gasjahr 2019 war der absolute Gasverbrauch der SLP Kunden deutlich unterdurchschnittlich, der Gasverbrauch im Verhältnis zu den Heizgradtagen war ebenfalls deutlich unterdurchschnittlich. Ein eindeutiger Trend kann aus der Entwicklung der letzten Jahre jedoch nicht abgeleitet werden.

Diagramm 2: Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2019

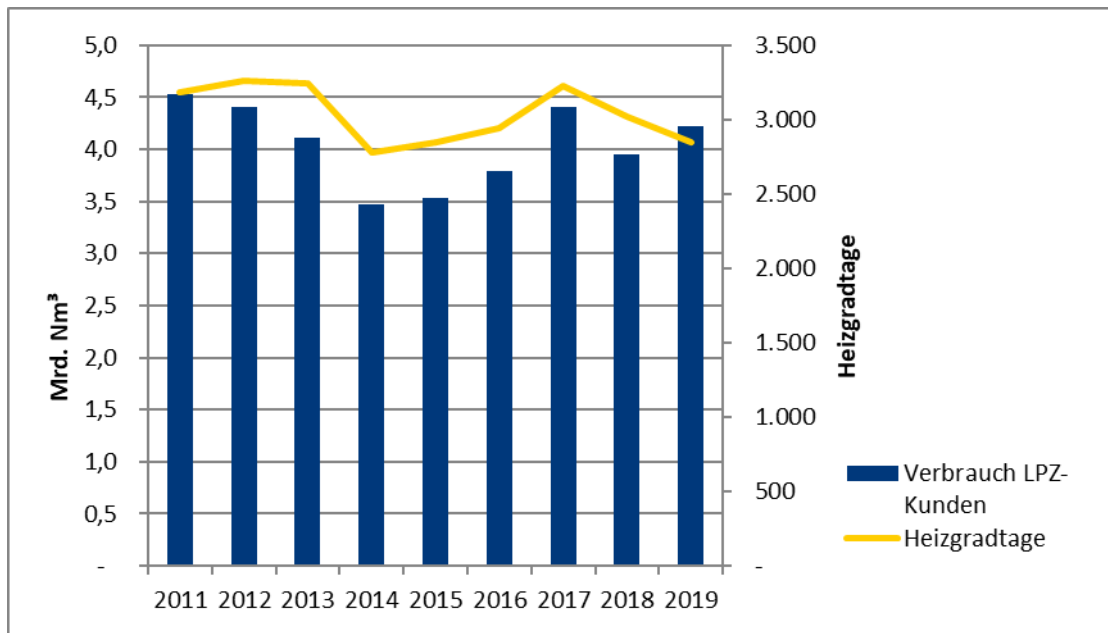


Quelle: AGGM, 2019

2.3.1.5 Analyse der Temperaturkorrelation des Absatzes der lastprofilgemessenen Kunden

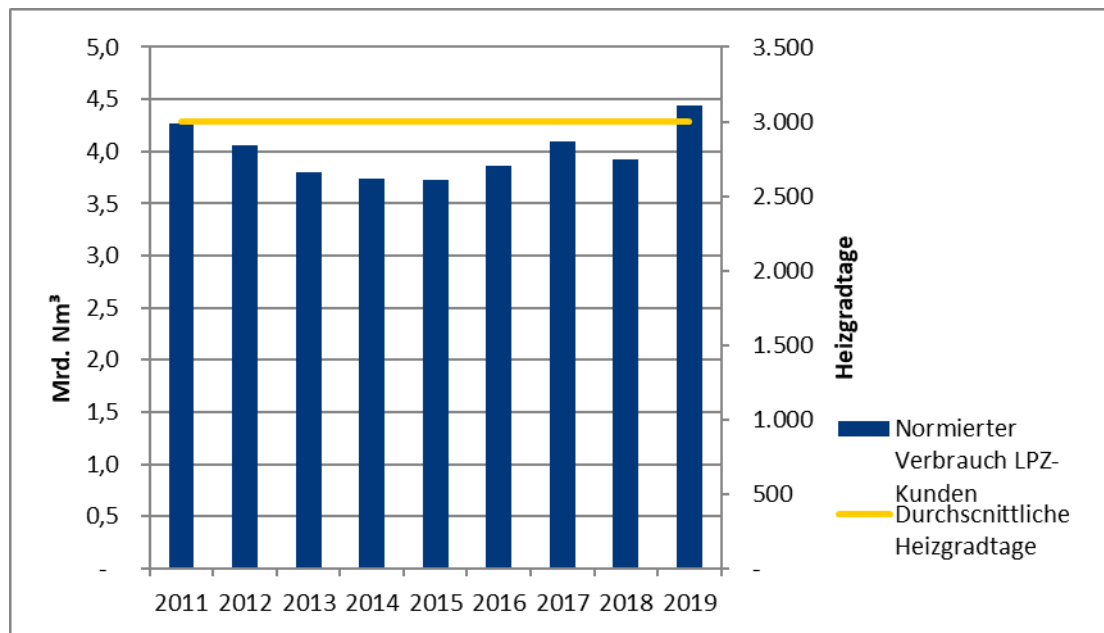
In Diagramm 3 sind der absolute Verbrauch und die absoluten Heizgradtage in den Gasjahren 2011 bis 2019 dargestellt. Auffallend ist die Reduktion des Gesamtabsatzes seit dem Jahr 2011 und der Wiederanstieg im Jahr 2015. Im Gasjahr 2019 war der Gasabsatz leicht überdurchschnittlich. In Diagramm 4 sind die durchschnittlichen Heizgradtage und der spezifische Verbrauch der LPZ Kunden dargestellt. Ersichtlich ist, dass die LPZ Kunden deutlich weniger mit der Temperatur korrelieren als die SLP Kunden. Die Reduktion und der Wiederanstieg des Gasabsatzes der LPZ Kunden ist vor allem auf den Gaskraftwerkeinsatz und auf Konjunkturreffekte zurückzuführen.

Diagramm 3: Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2019



Quelle: AGGM, 2019

Diagramm 4: Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2019



Quelle: AGGM, 2019

2.3.1.6 Definition der Absatzszenarien

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

Es wurden drei Absatzszenarien entwickelt:

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

wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden miteinander kombiniert wurden. Siehe dazu auch Abbildung 16.

Abbildung 16: Darstellung der Absatzszenarien

		Entwicklung der Gaskraftwerksleistung	
		Stagnation auf Status Quo 6/2019	Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe
Entwicklung der sonstigen Endkunden	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen.	Baseline Szenario	Maximal Szenario
	Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.	Minimal Szenario	

Quelle: AGGM, 2019

Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Hier werden zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten zugrunde gelegt:

- „Stagnation auf Status Quo 6/2019“ unterstellt, dass im Planungszeitraum 2020 bis 2029 keine weiteren zusätzlichen Gaskraftwerke errichtet werden. Die Kraftwerksleistungen werden entsprechend den derzeit vorgehaltenen Leistungen angesetzt.
- „Berücksichtigung aller von den Netzbetreibern bekanntgegebenen Bedarfe“ berücksichtigt alle von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung bekanntgegebenen zusätzlichen Kraftwerksleistungen, obwohl die Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan Strom ergeben hat, dass bei der Stromproduktion keine zusätzlichen gasbetriebenen Gaskraftwerke berücksichtigt sind.

Entwicklung der sonstigen Endkunden

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

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

Baseline Szenario

Das Baseline Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 6/2019“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen“. Das Baseline Szenario stellt aus heutiger Sicht das wahrscheinlichste Absatzszenario dar.

Maximal Szenario

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

Minimal Szenario

Das Minimal Szenario ergibt sich aus der Kombination der Gaskraftwerksentwicklung „Stagnation auf Status Quo 6/2019“ und der Entwicklung der sonstigen Endkunden „Berücksichtigung der von den Netzbetreibern genannten künftigen Veränderungen. Zusätzliche Reduktion des Absatzes von 1,5% pa.“. Dieses Szenario berücksichtigt die vollständige nationale Zielerreichung aus der EU Energieeffizienzrichtlinie, wobei unterstellt wird, dass die angepeilten Einsparungen über alle Energieträger gleich verteilt sind.

2.3.1.7 Absatzszenarien der LFP 2019, maximal mögliche Stundenleistung und Jahresabsatz

Marktgebiet Ost

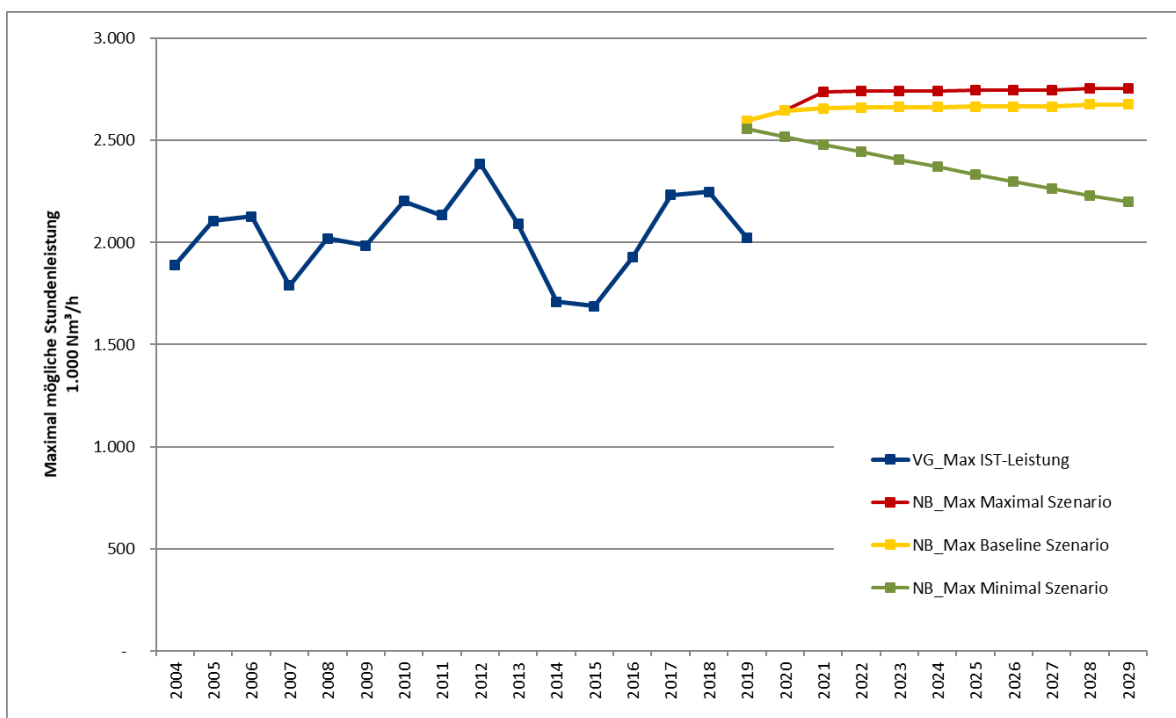
Jedes der drei Absatzszenarien wird einerseits mit der maximal möglichen Stundenleistung als auch mit dem zu erwartenden Jahresabsatz (bei einem Winter mit ca. 3000 Heizgradtagen) beschrieben. Die maximal mögliche Stundenleistung wird als Auslegungsbasis für die Verteilernetzinfrastruktur herangezogen.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

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilerg Gebiet Ost in der Höhe von 2.386 kNm³/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. Ein annähernd so hoher Absatz wurde im Februar 2018 (Clearingwerte: 2.249 kNm³/h) verzeichnet. Im Gasjahr 2019 lag der maximale Absatz bei 2.025 kNm³/h. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 2019 herangezogen.

In Diagramm 5 ist die IST Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilerg Gebiet Ost in der Zeit von 2004 bis 2029 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

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

Diagramm 5: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2019

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

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

In der LFP 2019 ist die maximal mögliche Stundenleistung um ca. 100.000 Nm³/h reduziert worden, da die Summe der vertraglichen Anschlussleistungen der Kraftwerke in derselben Höhe reduziert wurde.

In der LFP 2019 liegt die maximale mögliche Stundenleistung im Maximalszenario nahe am Baselineszenario. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der LFP 2019 im Maximalszenario nur noch ein zusätzliches Gaskraftwerk berücksichtigt wird.

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

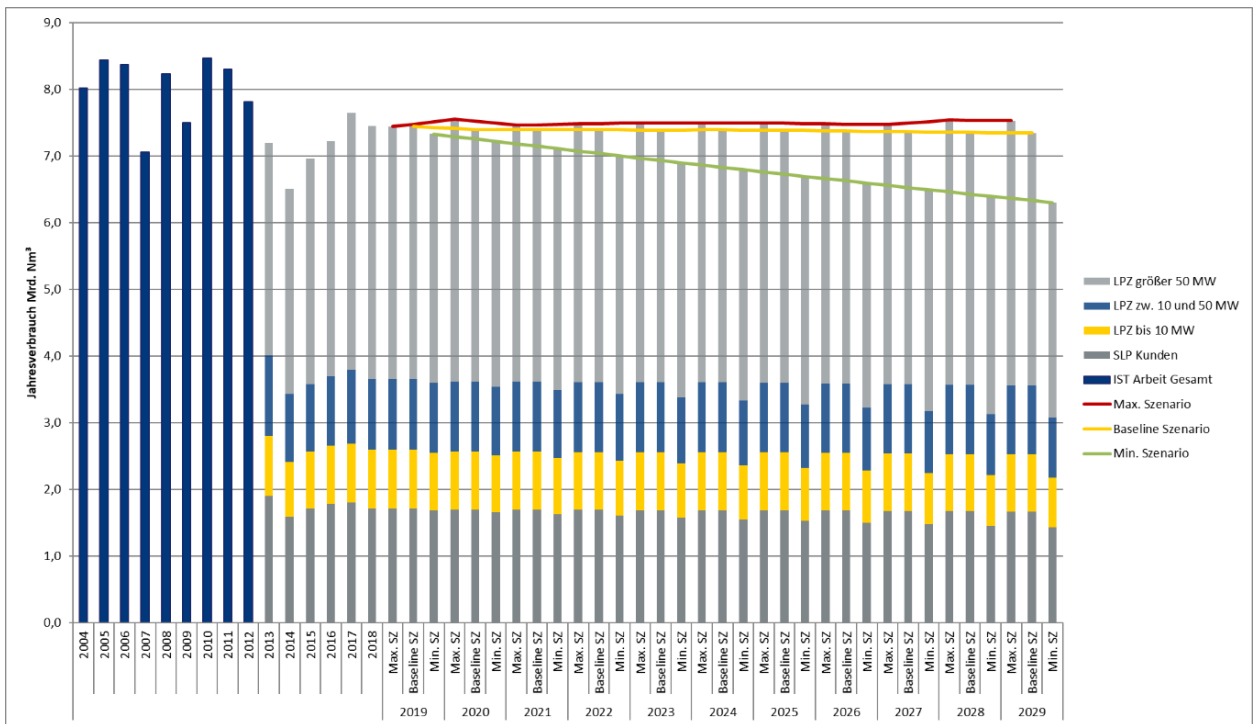
In Diagramm 6 ist der IST Jahresverbrauch (Arbeit) und die Entwicklung des Jahresverbrauches für die drei definierten Szenarien im Vergleich dargestellt, wobei die Entwicklung des Jahresverbrauches in 4 Kundensegmente unterteilt ist. Die Linien (rot, gelb, grün) im Hintergrund des Diagramms zeigen die Entwicklungspfade der drei definierten Absatzszenarien. Als Ausgangsbasis für den Jahresverbrauch wird der Durchschnitt des Jahresverbrauches der letzten drei Jahre herangezogen. Die Ausgangsbasis liegt für die LFP 2019 bei einem Jahresabsatz von 7,4 Mio. Nm³/h.

Im Baseline Szenario wird der Jahresverbrauch in etwa gleichbleiben. Im Maximal Szenario wird der Jahresverbrauch in etwa gleich dem Baseline Szenario eingeschätzt. Dies ist damit zu erklären, dass trotz steigender Leistung im Kraftwerkssegment keine Steigerung des Absatzes erwartet wird. Im Minimalszenario wird der Jahresverbrauch definitionskonform sinkend angenommen.

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

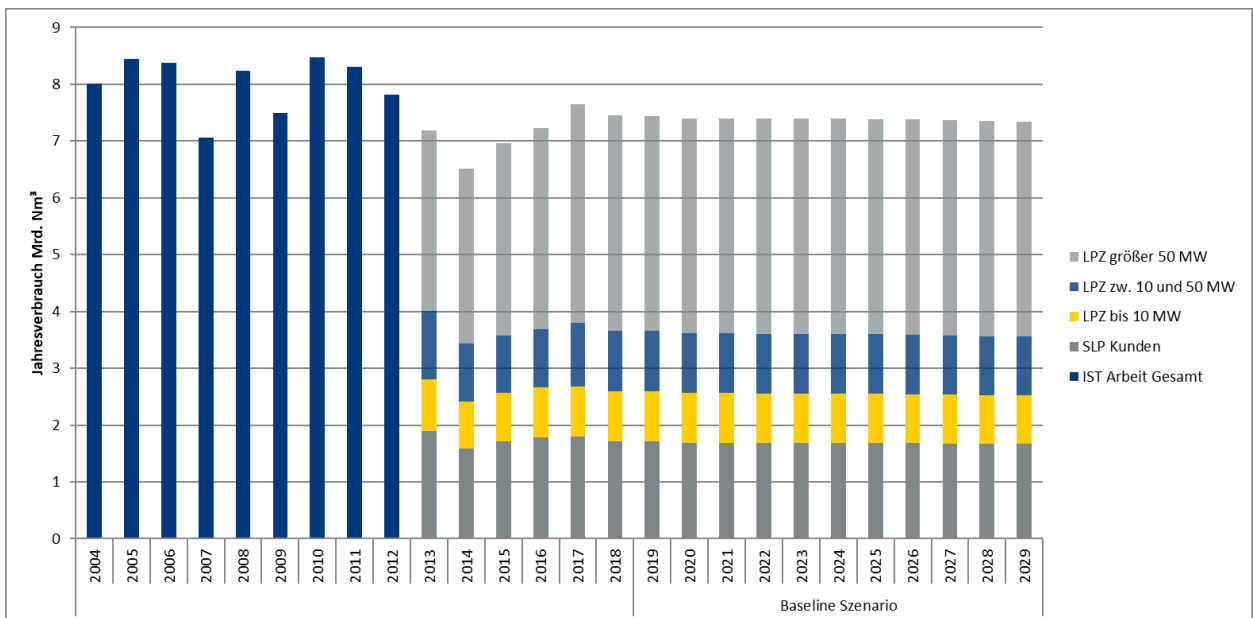
Im Diagramm 10 ist der IST Jahresverbrauch und die Prognose der Jahresverbrauches separat für die Kraftwerke für die drei Szenarien im Vergleich dargestellt.

Diagramm 6: Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



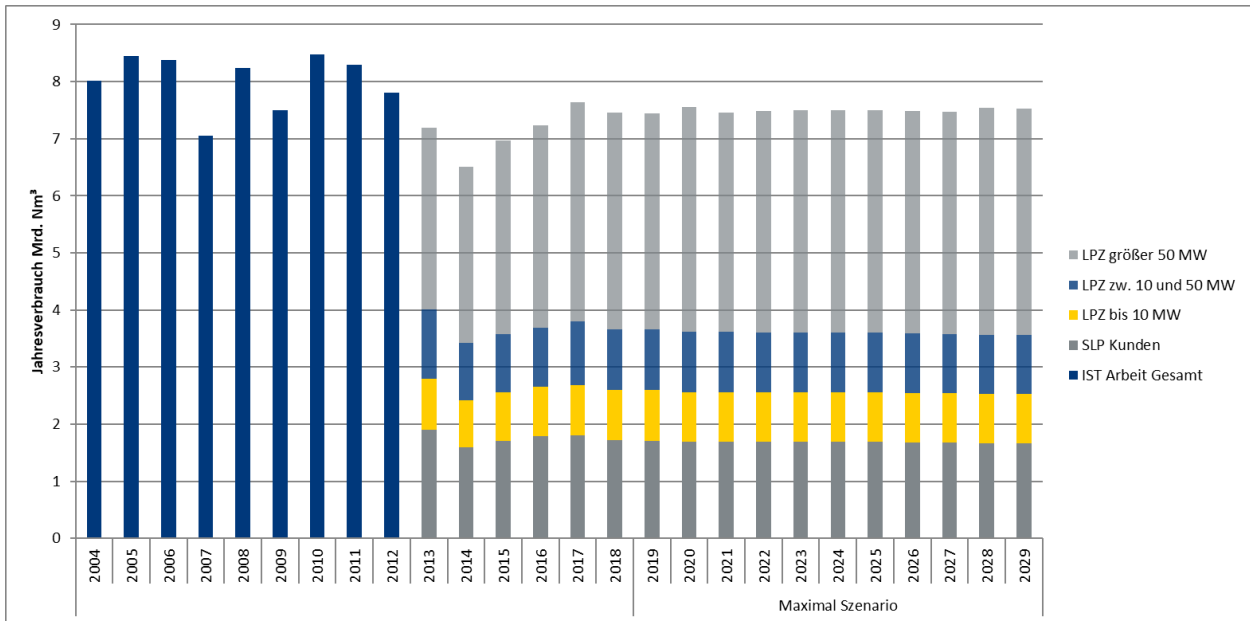
Quelle: AGGM, 2019

Diagramm 7: Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



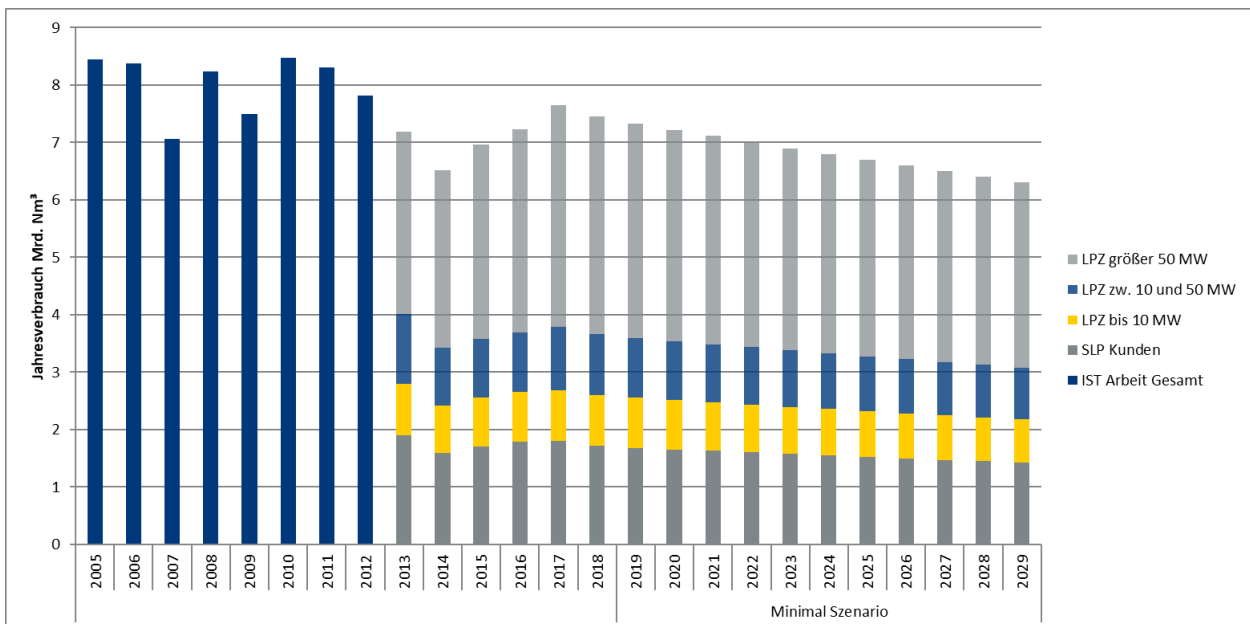
Quelle: AGGM, 2019

Diagramm 8: Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



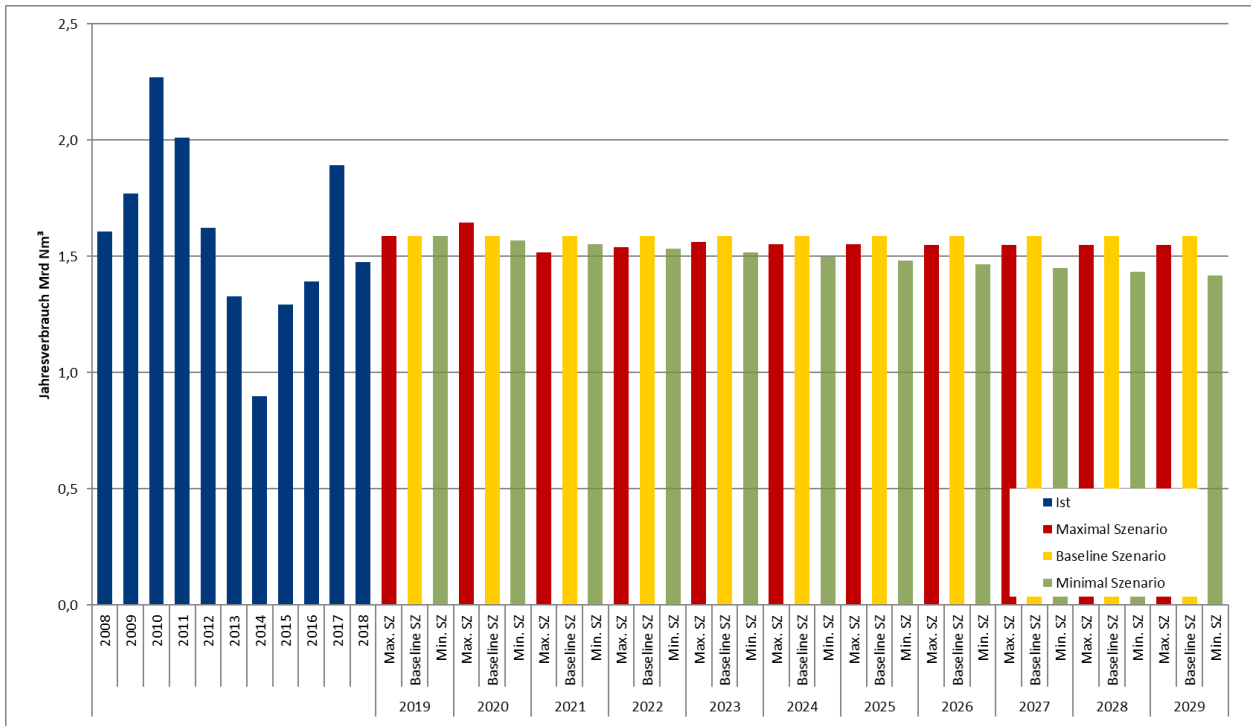
Quelle: AGGM, 2019

Diagramm 9: Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2019

Diagramm 10: Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2019

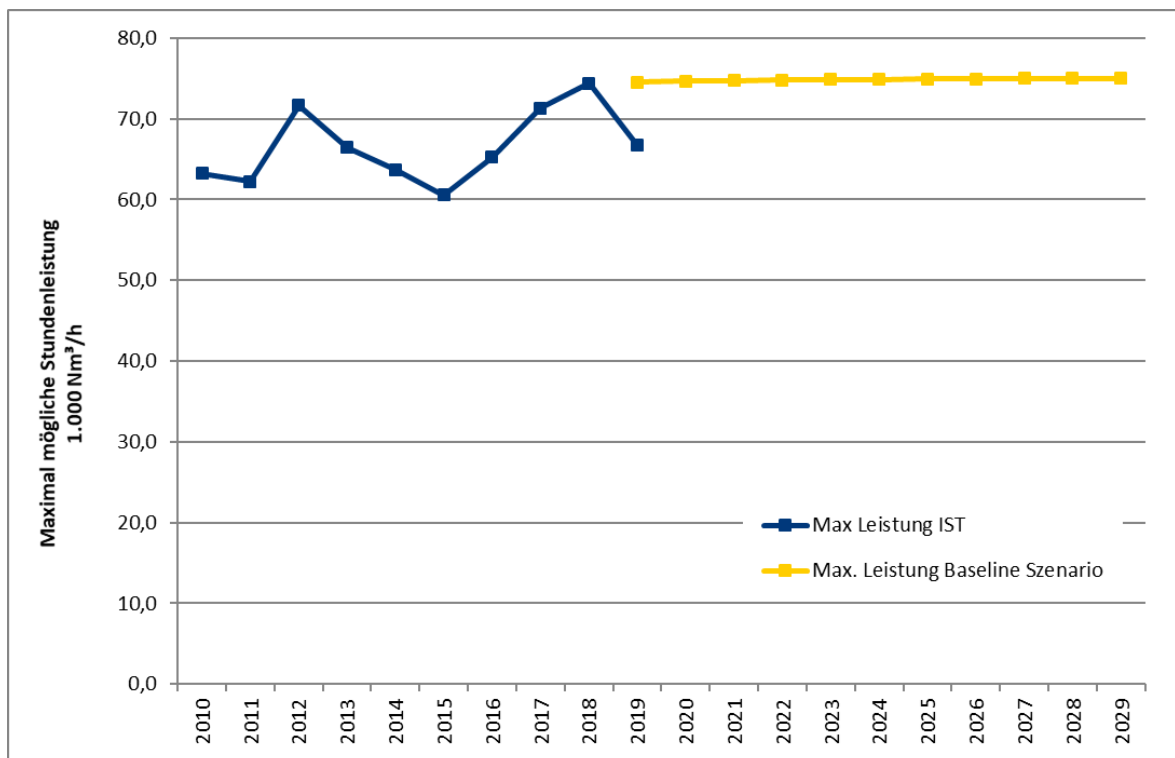
Marktgebiet Vorarlberg

Ende Februar 2018 wurde der höchste Endkundenabsatz im Marktgebiet Vorarlberg in der Höhe von ca. 74.000 Nm³/h gemessen. Dieser Wert entspricht dem historischen maximalen Absatz aus dem Jahr 2012 unter Berücksichtigung der Veränderung der Anschlussleistung und des Gleichzeitigkeitsfaktors. Als Basis für die Absatzprognose der LFP 2019 wird der maximale historische Absatz aus dem Februar 2012 erhöht durch den Saldo der zusätzlichen An- und Abmeldungen unter Beachtung der Gleichzeitigkeit herangezogen.

Die von den Netzbetreibern angegebenen Leistungsveränderungen für die Jahre 2020 bis 2029 gehen von einer leichten kontinuierlichen Steigerung der Anschlussleistung aus, wobei die absoluten Steigerungen mit den Jahren rückläufig ist. Die maximal mögliche Stundenleistung für das Marktgebiet Vorarlberg im Baseline Szenario ist in Diagramm 11 dargestellt.

Das hier dargestellte Absatzszenario gibt einen guten Überblick über die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung in Vorarlberg. Aus der maximal möglichen Stundenleistung darf jedoch nicht direkt auf die erforderliche Einspeisekapazität in das Marktgebiet Vorarlberg geschlossen werden. Obwohl das Linepack des Vorarlberger Leitungsnetzes relativ gering ist, ist der ausgleichende Effekt ausreichend um mit einer geringeren Kapazität Vorarlberg sicher versorgen zu können. Siehe dazu auch Kapitel 4.6.

Diagramm 11: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg



Quelle: AGGM, 2019

Marktgebiet Tirol

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

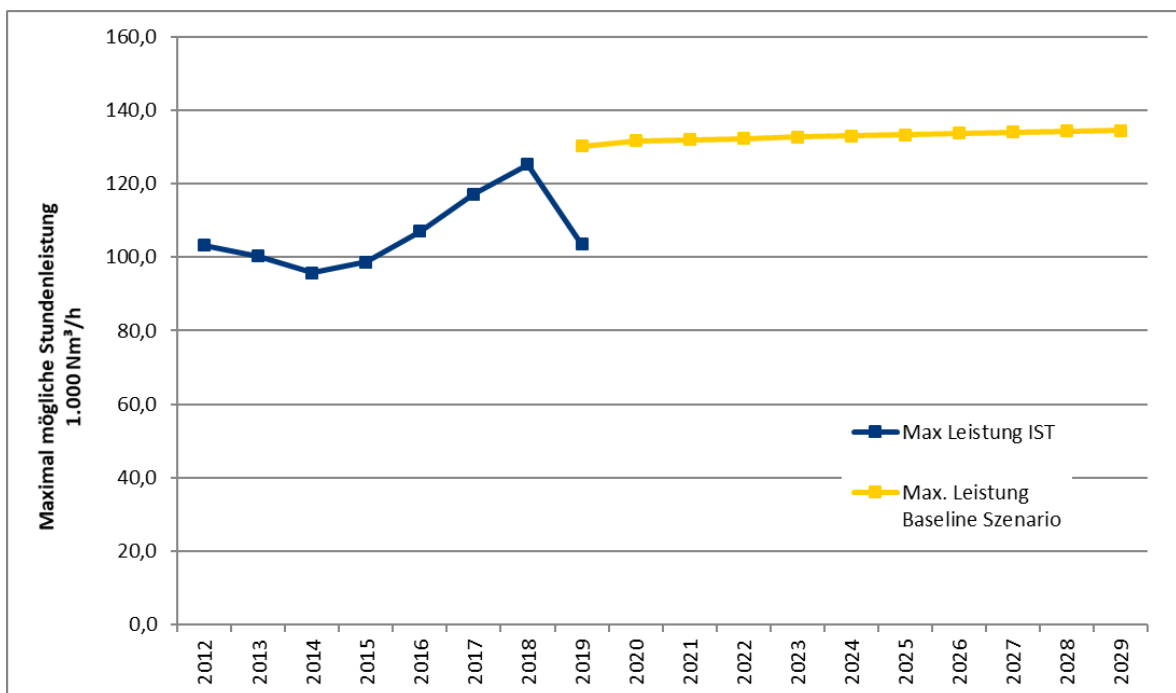
Der maximale historische Stundenabsatz mit ca. 125.200 Nm³/h wurde in Tirol Ende Februar 2018 gemessen. Auch der maximale Tagesabsatz in Tirol war Ende Februar 2018 zu verzeichnen.

Im Gasjahr 2018 haben die tatsächlichen Netzzugänge die Erwartungen deutlich übertroffen. Auch im Gasjahr 2019 ist mit weiteren Netzzugängen zu rechnen, so dass im Gasjahr 2020 mit einer maximalen möglichen Stundenleistung von ca. 131.700 Nm³/h gerechnet werden muss.

Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2020 bis 2029 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben.

Die Konsequenzen aus den steigenden Absatzdaten sind in Kapitel 4.7 dargestellt.

Diagramm 12: maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol



Quelle: AGGM, 2018

2.3.2 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz

2.3.2.1 Virtuelle Übergabepunkte Fernleitung → Verteilerleitung

Kapazitätsvertrag WAG

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

Kapazitätsvertrag TAG GmbH

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

Kapazitätsvertrag Gas Connect Austria

Die Entry-Kapazität (Fernleitung → Verteilergebiet) beträgt 21.422.795 kWh/h FZK. Die derzeit vereinbarte Exit-Kapazität (Verteilergebiet → Fernleitung) beträgt 4.028.400 kWh/h FZK. Derzeit ist eine vertragliche Vereinbarung in Ausarbeitung, die eine Exit Kapazität (Verteilergebiet → Fernleitung) von 10.848.000 kWh/h FZK vorsieht.

Kapazitätsvertrag terranets bw

Terranets bw weist für den Grenzübergabepunkt Lindau eine Exit Kapazität von 1.060.000 kWh/h FZK aus.

AGGM hat für das Gasjahr 2020 folgende Kapazitäten gebucht:

- Vom 1.10.2019 bis 31.3.2020 1.060.000 kWh/h FZK
- Vom 1.4.2020 bis 30.9.2020 954.000 kWh/h FZK

AGGM hätte gerne wie in den Jahren davor eine dem Bedarf entsprechende strukturierte Kapazitätsbuchung durchgeführt. Aufgrund von Vorgaben der Bundesnetzagentur war dies jedoch nicht möglich. Siehe dazu Kapitel 4.6.

Kapazitätsvertrag bayernets

Bayernets weist für die Zone Kiefersfelden/Pfronten eine Exit Kapazität von 965.039 kWh/h FZK aus.

AGGM hat für das Gasjahr 2020 folgende Kapazitäten gebucht:

- Vom 1.10.2019 bis 31.3.2020 965.039 kWh/h FZK
- Vom 1.4.2020 bis 30.9.2020 868.535 kWh/h FZK

Die in den Wintermonaten zusätzlich erforderliche Kapazität (über 965.039 kWh/h FZK hinaus) wird in Form von Übernominierungen beschafft und mittels Lastflusszusage abgesichert. Für die Monate Dezember 2019, Jänner 2020 und Februar 2020 wird eine Lastflusszusage in der Höhe von 210.000 kWh/h beschafft werden.

AGGM hätte gerne wie in den Jahren davor eine dem Bedarf entsprechende strukturierte Kapazitätsbuchung durchgeführt. Aufgrund von Vorgaben der Bundesnetzagentur war dies jedoch nicht möglich. Siehe dazu Kapitel 4.7.

2.3.2.2 Speicher

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

Die vorgenommenen Jahresbestellungen und unterjährigen Anpassungen sind in Tabelle 2 im Detail dargestellt. Derzeit (Stichtag 05.08.2019) sind 21.856.952 kWh/h Standardkapazität Entry, 14.935.762 kWh/h Standardkapazität Exit, 555.900 kWh/h unterbrechbare Kapazität Entry und 2.633.100 kWh/h unterbrechbare Kapazität Exit gebucht. Die Entry Standardkapazität wurde im Vergleich zum Vorjahr (Stichtag 17.7.2018) um 242.561 kWh/h - das sind ca. 1,7% der Gesamtkapazität - verringert. Die Exit Standardkapazität wurde im Vergleich zum Vorjahr (Stichtag 17.7.2018) um 150.873 kWh/h - das sind ca. 1,0% der Gesamtkapazität - verringert.

Tabelle 2: Speicher, gebuchte Kapazität, Stand 05.08.2019

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Speicher					Kapazität			
Ort	NB	Netzzugangs- berechtigter	EIC	EIC-Alias	SK Entry kWh/h	UK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	UK Exit kWh/h
gebuchte Kapazität 2019 (Stand 05.08.2019)								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV--Z	SPNO-PVS-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe					21.856.952	555.900	14.935.762	2.633.100
gebuchte Kapazität 2018 (Stand 17.7.2018)								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV--Z	SPNO-PVS-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe					22.099.513	555.900	15.086.635	2.633.100
absolute Veränderung 2019 zu 2018								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV--Z	SPNO-PVS-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe					-242.561	0	-150.873	0
relative Veränderung 2019 zu 2018								
Speicher Wien	Wiener Netze	WES	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG				
SP NÖ	Gas Connect Austria	OGSA	25W-SPNO-OMV--Z	SPNO-PVS-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG				
7 Fields	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS				
7 Fields	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES				
Summe					-1,1%		-1,0%	

Quelle: AGGM, 2019

In Tabelle 3 ist die Prognose der Kapazitätsbedarfe der Speicherunternehmen dargestellt. Alle Kapazitätsbedarfe können durch die derzeit frei verfügbare Kapazität gedeckt werden.

Tabelle 3: Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Ort Speicherunternehmen EIC-Code	Speicher Wien Speicher Wien 25W-SPWIEN- WEG-J	Speicher NÖ OMV Gas Storage Austria 25W-SPNO- OMV---Z	7 Fields Uniper 25W-SP7FZA- EGS-6	Puchkirchen RAG ES 25W-SPPUCHK- RAGA	Fried/Aigl/Haid RAG ES 25W-SPF-A-H- RAGV	Nussdorf/Zagling RAG ES 25W-SPNZ- RAGES-Q	Nussdorf/Zagling RAG ES neue MS	Summe
Entry (Speicher --> Verteilernetz)								
Kapazität 2019 gebucht	SK UK	[kWh/h]						21.866.952 555.900
Kapazitätsbedarf 2020	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 900.000
Kapazitätsbedarf 2021	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 900.000
Kapazitätsbedarf 2022	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 1.300.000
Kapazitätsbedarf 2023	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 1.300.000
Kapazitätsbedarf 2024	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 1.300.000
Kapazitätsbedarf 2025	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 1.300.000
Kapazitätsbedarf 2026	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 1.300.000
Kapazitätsbedarf 2027	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 1.300.000
Kapazitätsbedarf 2028	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 1.300.000
Kapazitätsbedarf 2029	SK UK	[kWh/h]						22.211.902 1.300.000
Veränderung STQ zu Kapazitätsbedarf 2029	SK UK	[kWh/h]						354.950 744.100
Exit (Verteilernetz -> Speicher)								
Kapazität 2019 gebucht	SK UK	[kWh/h]						14.935.762 2.633.100
Kapazitätsbedarf 2020	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 600.000
Kapazitätsbedarf 2021	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 600.000
Kapazitätsbedarf 2022	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 866.667
Kapazitätsbedarf 2023	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 866.667
Kapazitätsbedarf 2024	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 866.667
Kapazitätsbedarf 2025	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 866.667
Kapazitätsbedarf 2026	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 866.667
Kapazitätsbedarf 2027	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 866.667
Kapazitätsbedarf 2028	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 866.667
Kapazitätsbedarf 2029	SK UK	[kWh/h]						17.587.212 866.667
Veränderung STQ zu Kapazitätsbedarf 2029	SK UK	[kWh/h]						2.651.450 -1.766.433

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: Speicherunternehmen, AGGM, 2019

2.3.2.3 Inlandsproduktion

In Österreich sind 2 Produktionsunternehmen tätig. Die OMV E&P Austria und die RAG AG. Die Summe der Kapazitätsbuchungen der Produktionsanlagen beträgt 1.363.870 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 4). Das ist um 151.229 kWh/h Standardkapazität weniger als im Vorjahr (Stichtag 1.5.2016). Die Verringerung beträgt 10%.

Tabelle 4: Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 17.7.2018

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Produktion					Kapazität			
Ort	NB	Netzzugangs-berechtigter	EIC	EIC-Alias	gebuchte Kapazität 2019 (Stand 05.08.2019)	gebuchte Kapazität 2018 (Stand 17.7.2018)	absolute Veränderung 2019 zu 2018	relative Veränderung 2019 zu 2018
					SK Entry	SK Entry	SK Entry	
					kWh/h	kWh/h	kWh/h	%
virt. Summe	Gas Connect Austria	PSO OMV	25W-PRODNO-OMV-5	PRODNO-PVS-OMV				
virt. Summe	Netz Niederösterreich	PSO OMV	AGGM-PRODEVN-OMV	PRODNO-EVN-OMV				
Thann	Netz Oberösterreich	PSO OMV	25W-OMVAUS----1W	PRODTA-NOOE-OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	PSO RAG	AGGM-PRODPUC-RAG	PRODPUC-OOFG-RAG				
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	PSO RAG	AGGM-PRODFAH-RAG	PRODFAH-OOFG-RAG				
virt. Sonst	Netz Oberösterreich	PSO RAG	25W-PRODOO-RAG-1	PRODOO-OOFG-RAG				
virt. Summe	Salzburg Netz	PSO RAG	25W-PRODSBG-RAGE	PRODSBG-SAG-RAG				
virt. Summe	Netz Niederösterreich	PSO RAG	25W-PRODNO-RAG-9	PRODNO-EVN-RAG				
Summe					1.363.870	1.515.099	-151.229	-10%

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM, 2019

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

Im Rahmen der Datenerhebung für die Langfristige Planung 2019 hat die Die OMV E&P Austria einen Rückgang der benötigten Einspeisekapazität bekannt gegeben. [REDACTED]

[BGG].

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

2.3.2.4 Biogasproduktion

Derzeit sind in Österreich 14 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Die Summe der Kapazitätsbuchung beträgt 36.249 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 5).

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

Tabelle 5: Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 05.08.2019

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Biogas				Kapazität			
Ort	NB	EIC	EIC-Alias	gebuchte Kapazität 2019 (Stand 05.08.2019) SK Entry kWh/h	gebuchte Kapazität 2018 (Stand 17.7.2018) SK Entry kWh/h	absolute Veränderung 2019 zu 2018 SK Entry kWh/h	relative Veränderung 2019 zu 2018 %
Asten	Linz Gas Netz	25W-BIO-ASTEN--T	BIO-ASTEN-OOFG				
Bruck / Leitha	Netz Niederösterreich	25W-BIO-BRUCK--7	BIO-BRUCK-EVN				
Engerwitzdorf	Netz Oberösterreich	25W-BIO-ENGERW-W	BIO-ENGERW-OOFG				
Salzburg Bio	Salzburg Netz	25W-BIO-EUGEND-J	BIO-EUGEND-SAG				
Steindorf	Salzburg Netz	25W-BIO-STEIND-H	BIO-STEIND-SAG				
Wr. Neustadt	Netz Niederösterreich	25W-BIO-WRNEUSTH	BIO-WRNEUST-EVN				
Lustenau	VEN	13W-BIO-LUSTEN-G	BIO-LUSTENAU-VNE				
St. Margarethen	Netz Niederösterreich	25W-BIO-MARG---9	BIO-MARG-EVN				
Schlitters	TIGAS	13W-BIO-SCHLIT-A	BIO-SCHLITTE-TIG				
Bio Wien	Wiener Netze	25W-BIO-WIEN---R	BIO-WIEN-WEG				
Leoben	STW Leoben	25W-BIO-LEOB---W	BIO-LEOB-GSG				
Zell am See	Salzburg Netz	25W-BIO-ZELLSEEU	BIO-ZELL-SAG				
Strass	TIGAS	13W-BIO-STRASS-Y	BIO-STRASS-TIG				
Strass	Energienetze Steiermark	25W-BIO-STRASS-P	BIO-STRASS-NGS				
Frastanz	VEN	13W-BIO-FRAST--P	Biogas 11er				
Summe				36.249	36.649	-400	-1,1%

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM, 2019

2.3.2.5 Grenzübergabepunkte („kleiner Grenzverkehr“)

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

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

Derzeit wird ein Pilotprojekt für eine implizite Allokation erarbeitet, wobei es auch Ziel ist, die verfügbaren Kapazitäten am Grenzübergabepunkt Freilassing besser zu nutzen.

Das Prinzip der impliziten Allokation ist, dass Verbindungskapazitäten von benachbarten Entry/Exit-Systemen nicht mit einem expliziten Kapazitätsallokationsverfahren vergeben werden, sondern implizit gemeinsam mit Handelsmengen in Spotmärkten von Erdgasbörsen.

Beispiel: Eine Gasverkaufs Börseorder am deutschen NCG Markt wird automatisiert ebenfalls am österreichischen VHP inkl. des erforderlichen Transportentgeltes (Exit NCG + Entry MG Ost) angeboten. Wenn diese Verkaufs Order nachgefragt wird, wird nicht nur das Handelsgeschäft getätigt, sondern auch gleichzeitig die erforderliche Transportkapazität kontrahiert und der Transport zum österreichischen VHP ausgelöst, ohne dass für den Käufer ein zusätzlicher administrativer Aufwand erforderlich ist.

Durch die Umsetzung dieses Pilotprojektes könnte der Grenzübergabepunkt Freilassing besser genutzt werden.

2.4 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2018

In Tabelle 6 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen Planung 2018 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 6: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2018

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung (gem. LFP 2018)	Status
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	GCA	12/2018	Fertiggestellt
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	Netz OÖ	11/2018	Fertiggestellt
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	Netz NÖ	12/2019	Fertiggestellt
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2020	in Umsetzung
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	12/2020	in Umsetzung
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	GCA	12/2018	Fertiggestellt
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	GCA	12/2020	Fertiggestellt
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	12/2019	in Umsetzung
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GCA	12/2020	in Umsetzung
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	in Umsetzung
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz NÖ	12/2021	in Umsetzung

Quelle: AGGM, 2019

Die Inhalte des Monitorings wurden

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

Projekt 2012/3: Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten

Das Projekt wurde technisch abgeschlossen. Die Nutzung der geschaffenen Kapazität wird in einem Kapazitätsverwaltungsvertrag, der derzeit in Ausarbeitung ist, festgehalten.

Projekt 2012/5: Druckanhebung Oberösterreich

Das Projekt 2012/5 Druckanhebung Oberösterreich wurde im Oktober 2018 fertiggestellt.

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

Das Projekt 2014/1 Leitungssegment: Velm – Mannersdorf und Adaptierung Übergabestation Wilfleinsdorf ist per 10.7.2019 umgesetzt.

Projekt 2016/1: Ersatzinvestition Leitung G00 006

Das Projekt ist derzeit weiterhin in der Detailplanungsphase. Die geplante Fertigstellung des Projektes wird sich voraussichtlich von 10/2020 auf 10/2021 verschieben.

Das Projektziel und die Investitionskosten bleiben unverändert. Das Projekt wird weitergeführt.

Projekt 2016/3: Ersatzinvestition der Leitung G00 011

Das Projekt 2016/3 Ersatzinvestition der Leitung G00 011 ist derzeit in Umsetzung.

Der erste Bauabschnitt von Laa bis Schletz, und der zweite Bauabschnitt von Schletz bis Querung Autobahn A5 wurden erfolgreich abgeschlossen.

Derzeit erfolgt die Errichtung des 3. Bauabschnittes von Querung Autobahn A5 bis Auersthal.

Die Fertigstellung ist im Dezember 2020 geplant.

Projekt 2016/4: Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020

Das Projekt 2016/4 Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020 wurde mit 31.3.2019 vollständig umgesetzt.

Projekt 2016/5: Erneuerung Filterkonzept Baumgarten

Das Projekt 2016/5 Erneuerung Filterkonzept Baumgarten wurde abgeschlossen. Die gesamte Exit Kapazität (960.000 Nm³/h) aus dem PVS2 (Verteilergebiet) in das PVS1 (Fernleitung) kann über die Leitungen G00-040, G00-035 und G00-023 in den Knoten Baumgarten gefiltert übergeben werden.

Projekt 2017/1: Auersthal – Errichtung eines zentralen Ausblasesystems

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Die Fertigstellung ist mit 12/2019 geplant.

Projekt 2018/1: Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)

Alle Teilprojekte um die vertraglichen Entry und Exit Kapazitäten zwischen Fernleitung und Verteilergebiet auf firm Basis bereitstellen zu können, wurden realisiert.

Der Wiederaufbau des PVS Knotens befindet sich in der Planungsphase, dabei wird das Konzept verfolgt, die derzeit installierten provisorischen Fahrwege durch die Neukonzeption des Knotens abzulösen.

Projekt 2018/2: Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau

Das Projekt 2018/2 ist derzeit in Umsetzung. Die Umbauten in der Station Doislau werden im September 2019 abgeschlossen sein. Im Jahr 2020 werden die Umbauten in der Station Traismauer erfolgen.

Das Projekt ist im Zeitplan.

Projekt 2018/3: Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt

Das Projekt 2018/3 ist derzeit in Umsetzung. Die Umbauten im Schieberhaus Auersthal werden im Jahr 2020 erfolgen. Die weiteren Schieberhäuser werden zwischen 2021 und 2025 erfolgen.

Das Projekt ist im Zeitplan.

Projekt 2018/4: Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein

Das Projekt 2018/4 ist derzeit in Umsetzung. Die Umbauten in der Station Lichtenwörth werden im September 2019 abgeschlossen sein. Im Jahr 2021 werden die Umbauten in der Station Hornstein erfolgen.

Das Projekt ist im Zeitplan.

2.5 Leitungsnetz Stand 5/2019

Im Anhang 3 ist eine schematische Karte der Ebene 1 Anlagen der Verteilernetze mit dem Stand 5/2019 dargestellt, in der die Netzkoppelungspunkte zu den vorgelagerten österreichischen und deutschen Fernleitungen kenntlich gemacht sind.

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

AGGM hat alle Ebene 1 Verteilerleitungsnetzbetreiber ersucht alle Ebene 1 Infrastrukturelemente (Leitungen, Stationen, Teile von Stationen, Verdichter, etc.) die aufgrund ihres technischen Zustandes im Planungszeitraum 2020 bis 2029 oder bereits früher außer Betrieb genommen werden müssen, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen bekannt zu geben, sofern dies derzeit absehbar ist.

Für den Fall, dass Infrastrukturelemente außer Betrieb genommen werden müssen, prüft AGGM im Kontext des gesamten Verteilergebietes ob und wenn ja in welcher Dimensionierung diese Infrastrukturelemente ersetzt werden müssen. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden gemeinsam mit den Netzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt und in der Langfristigen Planung eingereicht. Nach Absprache mit der E- Control Austria müssen Ersatzinvestitionen, die nicht redimensioniert werden und deren Investitionskosten nicht höher als 0,5 Mio. Euro sind, nicht in der Langfristigen Planung als Projekt abgebildet werden.

In Tabelle 7 sind die Ebene 1 Infrastrukturelemente dargestellt, die im Planungszeitraum außer Betrieb genommen werden, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Tabelle 7: Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2019 bis 2028 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Netzbetreiber	Infrastrukturelement	Datum Außerbetriebnahme der bestehenden Infrastruktur	Nähere Beschreibung
Gas Connect Austria	G00 006: Aderklaa – Deutsch Wagram	2021	Kapitel 4.8
Gas Connect Austria	G00 011: Auersthal – Laa	2019	Kapitel 4.9
Netz NÖ	West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	2025	Kapitel 4.11
Netz NÖ	MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	2021	Kapitel 4.14
Energienetze Steiermark	Leitungssegment Bruck/Mur – St. Michael	2025	Kapitel 4.4

Quelle: AGGM; 2019

Sämtliche andere Ebene 1 Infrastrukturelemente stehen aus heutiger Sicht im Planungszeitraum 2020 bis 2029 für den Gastransport zur Verfügung. Gegebenenfalls müssen kleinere Instandhaltungsmaßnahmen (kleiner 0,5 Mio. Euro) durchgeführt werden.

2.6 Infrastrukturstandard

Der Infrastrukturstandard wird gemäß der ab 1.11.2017 gültigen Verordnung (EU) 2017/1938, Verordnung über Maßnahmen zur Gewährung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010, berechnet.

Der Infrastrukturstandard gemäß SoS VO 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.

In Zusammenarbeit mit den Fernleitungsunternehmen hat die AGGM den Infrastrukturstandard für das Marktgebiet Ost erhoben.

Tabelle 8: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm ³ /d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten (GCA,WAG,TAG)	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit NCG und WAG Kap OK-->BM
Überackern	0	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	0	derzeit noch DZK, daher Null
Freilassing & Laa/ Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
EPm	163,16	
Produktion OMV	2,46	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,44	gebuchte Standardkapazität
Pm	2,90	
Speicherpool OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,16	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	4,51	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	0	in Österreich nicht angeschlossen
Sm	42,04	
LNGm	0	
Im	140,34	
Dmax	51,36	Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N - 1	132%	

Quelle: AGGM; 2019

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 132 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von > 100% gerecht wird.

Ein Infrastrukturstandard mit 132% widerspiegelt eine gute Versorgungssicherheit in Bezug auf die Infrastruktur. Projekte, die die Integration mit dem benachbarten Ausland zusätzlich unterstützen sind zur weiteren Hebung der Versorgungssicherheit positiv zu bewerten.

Im Jahr 2018 lag das Ergebnis der N-1 Formel gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 bei 129%. Die geringfügige Erhöhung des Wertes gegenüber dem Vorjahr ist auf einen leichten Rückgang der Prognose des maximal täglichen Absatzes zurückzuführen.

In den Jahren 2016 und davor wurde der Infrastrukturstandard gemäß Verordnung (EU) 994/2010 berechnet. Die Ergebnisse der N-1 Formel waren durchaus höher, da die Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten nicht länderübergreifend, also ohne der jetzt anzuwendenden „lesser-of“ Regel, betrachtet wurden und bei den Speichern die Kapazität bei 100% Arbeitsgasvolumen angesetzt wurde.

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

Beschreibung und Begründung zu den Parametern

Berechnetes Gebiet:

Entsprechend den Festlegungen im nationalen österreichischen Präventionsplan (Version 3, Dezember 2016) wird der Infrastrukturstandard für das österreichische Marktgebiet Ost errechnet.

"D_{max}" gesamte tägliche Gasnachfrage:

VO (EU) 2017/1938 Anhang II (2) definiert den Parameter „D_{max}“, wobei in VO (EU) 2017/1938 Artikel 5 der Zusatz bezüglich der Berücksichtigung der Entwicklung beim Erdgasverbrauch und der langfristigen Auswirkungen der Energieeffizienzmaßnahmen getroffen wird.

Die Langfristige Planung 2019 beschreibt 3 Absatzszenarien. Das minimal Szenario, das Baseline Szenario und das maximal Szenario, wobei dem Baseline Szenario die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen wird. Das Minimal Szenario geht von einer aliquoten Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie aus (Die Energieeinsparungen erfolgen bei allen Primärenergieträgern gleichermaßen). Wie in Kapitel 2.3.1.4 und Kapitel 2.3.1.5. der Langfristigen Planung 2019 gezeigt, ist jedoch kein eindeutiger Trend zur Verringerung des Gasabsatzes erkennbar.

Für die Ermittlung von D_{max} wird daher das Baseline Szenario der LFP 2019 zugrunde gelegt und ebenfalls der 10jährige Planungszeitraum (2020-2029) übernommen. Im Kundensegment der Gaskraftwerke erfolgt eine Reduktion der stündlichen Leistung im Vergleich zur LFP2018. In den restlichen Kundensegmenten geht das Baseline Szenario geht von einer geringfügigen Steigerung der maximal möglichen Stundenleistung bis zum Jahr 2029 aus. Entsprechend der Reduktion der Kraftwerksleistung und der geringfügigen Steigerung der maximalen Stundenleistung in den anderen Kundensegmenten ist eine gesamte tägliche Gasnachfrage von 51,36 Mio. Nm³ im Jahr 2029 möglich und wird daher in der Berechnung des Infrastrukturstandards für D_{max} eingesetzt.

"EP_m" Technische Kapazität von Einspeisepunkten

In der VO (EU) 2017/1938 wird technische Kapazität näher definiert indem auf VO (EU) 715/2009 verwiesen wird. Als technische Kapazität wird hier die maximale feste Kapazität, die der FNB anbieten kann, definiert. Gemäß der europäischen Vorgangsweise, die auch im TYNDP angewendet wird, wird je Netzübergabepunkt die „lesser-of“ Regel angewendet und das Minimum von Entry und Exit Kapazität je Flussrichtung angesetzt.

Für den Einspeisepunkt Baumgarten, wird der kleinere Wert der technischen Kapazität aus Exit Slowakei und Entry Österreich angesetzt. Eustream weist eine technische Exit Kapazität von 140,34 Mio. Nm³/d aus (Quelle: www.transparency.entsog.eu). Die österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria und TAG GmbH weisen in Summe eine technische Entry Kapazität von 206,07 Mio. Nm³/d aus. Für die neue Berechnung wird, wie zuvor ausgeführt der kleinere Wert angesetzt, da die höhere Entry Kapazität in Österreich nicht vollständig genutzt werden kann.

Oberkappel und Überackern werden in Konkurrenz zueinander vermarktet: Die Summe der Entry Kapazitäten aus dem MG NCG ist größer als die technische Ableitkapazität der WAG von Oberkappel Richtung Baumgarten. Wenn das Gas zu den Endkunden im MG Ost transportiert werden soll, ist die Ableitkapazität der WAG von Oberkappel Richtung Baumgarten der limitierende Faktor. Daher wird für die Einspeisepunkte Oberkappel und Überackern inkl. Speicher 7 Fields die maximale Ableitkapazität der WAG angesetzt. Daher sind die oben eingetragenen 21,95 Mio. Nm³/d anzusetzen.

In Arnoldstein weist TAG GmbH eine Entry Kapazität von 1.552.960 Nm³/h DZK (Erfüllungspunkt Weitendorf) aus. SNAM weist eine firm Exit Kapazität von 723.325 Nm³/h [Quelle: ENT SOG transparency platform] konkurrenzierend zwischen Exit Tarvisio und Exit Passo Gries (Grenzpunkt IT – CH) aus. Da auf österreichischer Seite derzeit keine FZK Kapazität ausgewiesen ist, besteht kein Einspeisepotential zum virtuellen Handlungspunkt gemäß Berechnungssystematik. Anzumerken ist jedoch, dass in einem Notfallszenario die zur Verfügung stehende DZK bis Weitendorf genutzt werden könnte. Nachdem das Projekt TAG 2016/01 TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf (laut aktueller Planung Fertigstellung Ende 2020) umgesetzt ist, wird TAG GmbH eine FZK Kapazität am Grenzübergabepunkt Entry Arnoldstein ausweisen. Ab diesem Zeitpunkt ist dann in Arnoldstein ein entsprechendes Einspeisepotential in der N-1 Berechnung zu berücksichtigen. Dies wird sich positiv auf den N-1 Faktor auswirken.

Freilassing & Laa an der Thaya: An den Grenzübergabepunkten im Verteilerggebiet, Freilassing und Laa/Thaya, wird die ausgewiesene Standardkapazität angesetzt.

"P_m" Maximale Technische Produktionskapazität

Für die maximale technische Produktionskapazität wurde die gebuchte Standardkapazität angesetzt. Die tatsächlich eingespeiste maximale Stundenleistung aus dem GJ 2018 erreicht die Höhe der gebuchten Standardkapazität.

"S_m": Maximale technische Ausspeisekapazitäten

In der VO 2017/1938 gibt es mehrere Hinweise, die eine Berücksichtigung des Speicherstandes bei der Ermittlung der maximalen technischen Ausspeisekapazität fordert.

Für das MG Ost wird angenommen, dass der kälteste Tag bis maximal Ende Februar auftreten kann. Die Speicherfüllstände der österreichischen Speicher lagen in den Jahren 2014 bis 2017 mit Stichtag Ende Februar bei 22% bis 38%. Bei der Ermittlung der maximalen technischen Ausspeisekapazität wird ein Durchschnittswert von 30% Speicherfüllstand angenommen. Dieser Prozentsatz ist auch in den Vorgaben der neuen SoS VO angegeben. Da sich die Entnahmelistung in Abhängigkeit des Füllstandes ändert, ist dieser Umstand bei der Berechnung des N-1 Wertes zu berücksichtigen. Für jeden Speicher wurde die publizierte Ausspeisekurve angesetzt. Aus den so zur Anwendung gelangenden Angaben ergibt sich der oben angeführte Wert von in Summe 42,04 Mio. Nm³/d.

Bei der Ausspeisekapazität wird die gesamte technische Ausspeisekapazität herangezogen und nicht nur die vermarktete Ausspeisekapazität.

Das Ansetzen eines geringeren Speicherstandes erscheint nicht zweckmäßig, da bei der Speicherbewirtschaftung danach zu streben ist, ein Mindestmaß an Arbeitsgasvolumen und somit die Ausspeiserate möglichst bis Ende der Winterperiode zu erhalten.

"LNG_m": Maximale technische Kapazität der LNG-Anlagen

Hat keine Relevanz für Österreich

"I_m": Bezeichnet die technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur

Das ist für das Marktgebiet Ost Baumgarten, daher wird dieser Wert bei der Berechnung des Infrastrukturstandards entsprechend abgezogen.

3 Kapazitätssituation im Planungsnullfall

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

3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2020

Alle für das Jahr 2020 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von biogenen Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden.

Die derzeit an das Netz angeschlossenen Endkunden können jederzeit versorgt werden. Die folgenden aufgeführten Kapazitätsengpässe beziehen sich auf zusätzlich erforderliche Kapazitäten.

Kapazitätsengpassbereich Tirol

Die maximale buchbare feste Kapazität am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten ist für die Versorgung der derzeitigen Netzkunden in Tirol nicht ausreichend. Um eine weitere Entwicklung und Deckung des Leistungsbedarfs in Tirol sicherstellen zu können, ist es erforderlich zusätzliche Einspeisekapazität für Tirol zu beschaffen. Eine Maßnahme stellen die neuen Projekte 2019/01 und 2019/02 dar. Für weitere Maßnahmen zur Engpassbeseitigung siehe auch Kapitel 4.7.

3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2021 bis 2029

Weitere als im vorigen Kapitel beschriebene Kapazitätsengpassbereiche wurden für die Jahre 2021 bis 2029 nicht festgestellt.

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

3.3 Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher

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

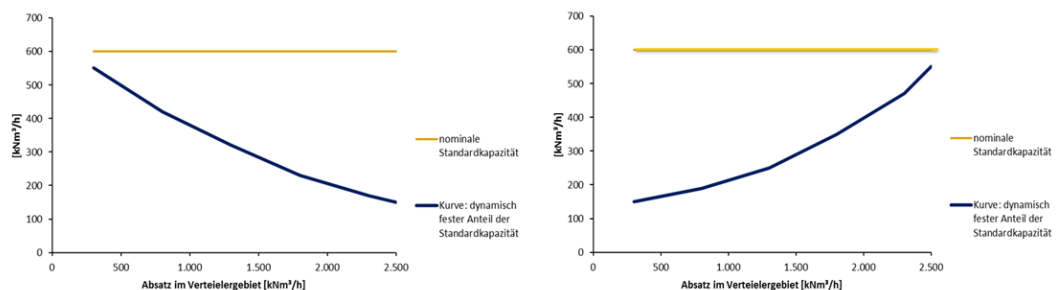
Tritt hingegen das in der Absatzprognose definierte Maximal Szenario oder das Minimal Szenario ein, so hat dies Konsequenzen für die Speicherunternehmen. Die Konsequenzen sind in Abbildung 17 dargestellt.

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

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

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

Abbildung 17: Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher



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

Quelle: AGGM, 2015

4 Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite

4.1 Zuordnungstabelle: LFP Projekt – Projektbegründung

Zum Zweck der leichteren Lesbarkeit des Berichtes wurde in Tabelle 9 für jedes Projekt der Langfristigen Planung 2019 das entsprechende Kapitel zugeordnet, in dem die Begründung für dieses Projekt zu finden ist.

Tabelle 9: Zuordnungstabelle LFP Projekt – Kapitel Projektbegründung

Kapazitätsengpass	Erforderliches Projekt	Begründung
Kapazitätsengpassbereich Tirol	2019/01: Leitungsverbindung Salzburg – Tirol / Teil SNG 2019/02: Leitungsverbindung Salzburg – Tirol / Teil Tigas	Kapitel 4.7: Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol Kapitel 4.3: Leitungsverbindung Salzburg
Projekte zur Verbesserung der Versorgungssicherheit	2019/01: Leitungsverbindung Salzburg – Tirol / Teil SNG 2019/02: Leitungsverbindung Salzburg – Tirol / Teil Tigas	Kapitel 4.3: Leitungsverbindung Salzburg
Projekte zur Optimierung der Gasflusssteuerung	2018/02: Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Kapitel 4.11: Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung
Ersatzinvestitionsprojekte	2016/01: Ersatzinvestition Leitung G00 006	Kapitel 4.8: Ersatzinvestition Leitung G00 006
	2016/03: Ersatzinvestition der Leitung G00 011	Kapitel 4.9: Ersatzinvestition Leitung G00 011
	2017/1: KS Auersthal Errichtung zentrales Ausblasesystem	Kapitel 4.10: Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems
	2018/01: Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergbiet)	Kapitel 4.12: Wiederherstellung der Station Baumgarten nach dem Zwischenfall
	2018/03: Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Kapitel 4.11: Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung
	2018/04: Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Kapitel 4.14: Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein
	2019/03: Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – St. Michael	Kapitel 4.4: Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur –

Quelle: AGGM, 2019

4.2 Kapazitätserweiterungsanträge

Gemäß §33 (2) GWG 2011 hat jeder Netzzugangsberechtigte die Möglichkeit im Falle der Verweigerung des Netzzuganges einen Kapazitätserweiterungsantrag zu stellen. Der diesem Antrag zugrundeliegende Kapazitätsbedarf ist bei der Erstellung der Langfristigen Planung vom Verteilergbietsmanager zu berücksichtigen.

Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge vor.

Das Projekt 2019/01 dient zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH und der TIGAS Tirol Erdgas GmbH.

Das Projekt 2018/02 „Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau“ ist aufgrund von Änderungen der Netzkonfiguration der Netzebene 2 erforderlich.

Die Projekte 2016/01, 2016/03, 2017/1, 2018/01, 2018/03, 2018/04 und 2019/02 sind Ersatzinvestitionsprojekte und dienen zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes des Bestandsnetzes.

4.3 Leitungsverbindung Salzburg - Tirol (Projekt 2019/01 & 2019/02)

Im Bescheid zur LFP 2018 hat die E-Control Austria AGGM die Auflage (Bescheidaufgabe 2d) erteilt, dass in der LFP 2019 ein Projekt bzw. Projekte zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netz der Salzburg Netz GmbH und TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zu entwickeln sind, die eine Ertüchtigung von bestehenden Leitungen oder die Verlegung neuer Leitungen vorsieht/vorsehen.

4.3.1 Projekt

AGGM ist der Erfüllung der Bescheidaufgabe nachgekommen, indem mit den betroffenen Stakeholdern das gemeinsame Projekt „Verbesserung der Versorgungssicherheit Salzburg und Tirol“ durchgeführt wurde.

Dieses Projekt wurde im gemeinsamen Verständnis der Verteilernetzbetreiber Salzburg Netz GmbH (SNG) und TIGAS-Erdgas Tirol GmbH (TIGAS) initiiert und unter der Leitung der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) von März bis Juli 2019 umgesetzt. Das Projektteam setzte sich aus Vertretern von ebendiesen Verteilernetzbetreibern und der AGGM zusammen. Darüber hinaus waren Erdgasversorgung Ausserfern (EVA), Energienetze Bayern (ENB) und RAG Austria AG (RAG) ebenfalls in die Projektarbeit mit eingebunden. In der Projektsteuerungsgruppe war neben SNG, TIGAS und AGGM als Vorsitzende auch die Regulierungsbehörde E-Control Austria vertreten.

4.3.2 Hintergrund

Das Gas Hochdrucknetz der Salzburg Netz GmbH ist ein Strahlennetz, dass ab dem Netzkopplungspunkt mit den Energienetzen Bayern in Freilassing in Richtung Süden über keine weitere Einspeisung verfügt. Die Leitung führt insbesondere im Pongau und Pinzgau durch gebirgiges Terrain, dass zunehmend Naturgefahren ausgesetzt ist. Eine Leitungsunterbrechung hat zur Folge, dass die Endkunden downstream nur über eine kurze Zeit über das vorhandene Linepack versorgt werden können. In den vergangenen Jahren hat SNG bereits Maßnahmen zur Versorgungssicherheit gesetzt, indem der letzte Leitungsabschnitt von Zell am See bis Saalfelden mit bis zu 70 barg aufgepuffert wurde, um im Bedarfsfall ein erhöhtes Linepack zur Verfügung zu haben. Diese Maßnahme reduziert das Risiko für v.a. im Sommer auftretende Naturgefahren (Muren, Hochwasser). Durch den deutlich höheren Gasabsatz in der kalten Jahreszeit, reicht die

getroffene Maßnahme jedoch nicht aus um etwaige Leitungsschäden ohne Versorgungsunterbrechung instand setzen zu können.

Ziel der Untersuchung ist somit, selbst bei einer länger andauernden Leitungsunterbrechung alle Endkunden unterbrechungsfrei versorgen zu können.

Das Netz der TIGAS Erdgas Tirol GmbH wird ausschließlich über Kiefersfelden von Deutschland aus versorgt. Derzeit kann nicht die gesamte erforderliche Kapazität auf firm Basis beschafft werden, so dass unterbrechbare Kapazitäten mit Lastflusszusagen abgesichert werden müssen (siehe Kapitel 4.7). Ziel der Untersuchung ist somit: a) im Normalbetrieb den Leistungsbedarf in Kiefersfelden positiv zu beeinflussen, b) die Versorgungssicherheit bei Ausfall der Einspeisung über Kiefersfelden bestmöglich sicherzustellen, c) einen Zugang zur österreichischen Speicherinfrastruktur zu schaffen. Um eine Aufrechterhaltung des Cosima Modells nicht zu gefährden, ist eine Änderung des § 12 (5) GWG erforderlich.

Das Netz der Energieversorgung Außerfern wird ausschließlich über Pfronten von Deutschland aus versorgt. In der Studie wurde untersucht, ob eine zweckmäßige Verbindung zwischen dem Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und der Energieversorgung Außerfern hergestellt werden kann.

4.3.3 Untersuchungsvarianten

Insgesamt wurden 5 Hauptinfrastrukturvarianten (Variante 1, 2, 3, 3a und 4) betrachtet, von denen 4 inkl. deren zahlreichen Untervarianten aufgrund von unterschiedlicher variierender technischer Parameter (Rohrinnendurchmesser), Bezugsgrößen und Randbedingungen mittels hydraulischer Simulation berechnet wurden.

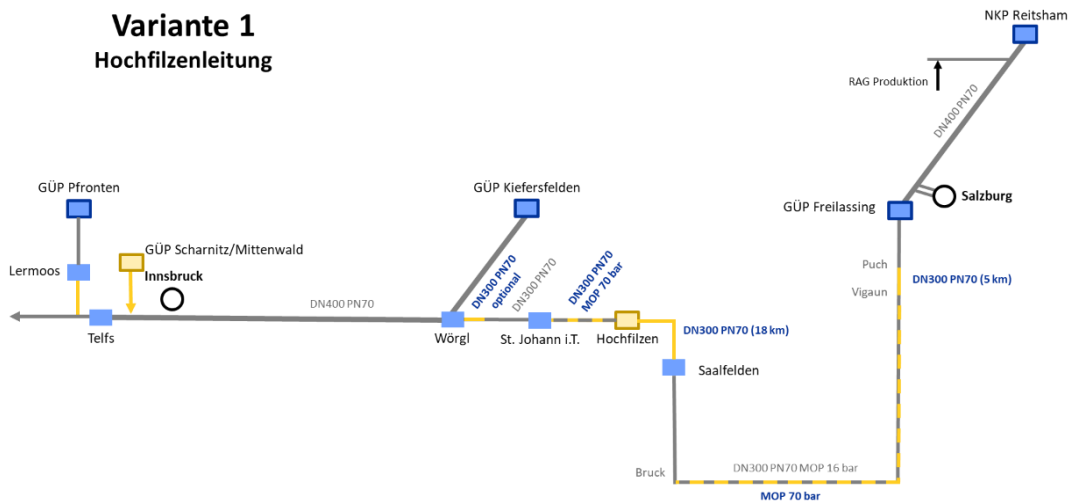
Zusätzlich wurden bei jeder der 4 Infrastrukturvarianten folgende mögliche optionale Ausbaumaßnahmen im Tiroler Netzgebiet analysiert.

- Ausbau Wörgl-Einöden: Es wurden Auswirkungen eines optionalen Ausbaus des Leitungsabschnitts Wörgl bis Einöden von DN200 auf DN300 untersucht, um so ein durchgängiges System ohne dimensionierungsbedingten Einschränkungen von Reitsham bis Wörgl zu erhalten.
- GÜP Scharnitz/Mittenwald: Außerdem wurde die Möglichkeit einer zusätzlichen Einspeisung über einen neuen GÜP Scharnitz/Mittenwald aus Deutschland über das Verteilernetz der ENB betrachtet. Da die Verteilerleitung (DN 200 PN70) der ENB bis kurz vor Mittenwald endet wäre ein Bau einer neuen Leitung von ca. 15 km bis nach Reith bei Seefeld in Tirol notwendig. Dort würde man an eine DN 400 PN70 Leitung der Inntalleitung anbinden und könnte somit einen Teil der Kunden im Netz der TIGAS versorgen.
- Anbindung EVA: Darüber hinaus wurde eine PN 16 Verbindungsleitung aus Stahl zwischen TIGAS und EVA Netz durch das Marienbergtal betrachtet. Die Leitung würde in Holzleiten von einem PN 16 System ausgehen und in Biberwier an das PN 6 bar System der EVA anbinden um eine zusätzliche Einspeisung für die Kunden der EVA über das TIGAS Netz zu ermöglichen. Optional kann für einen Fluss in Richtung TIGAS die PN 6 PE-Leitung der EVA auf PN 16 Stahl ertüchtigt werden.

4.3.3.1 Variante 1

Diese Variante betrachtet den Bau der ca. 18 km langen Verbindungsleitung („Hochfilzenleitung“) zwischen Saalfelden und Hochfilzen (siehe Abbildung 18). Für eine effektive Nutzung der Infrastruktur und um ein durchgängiges PN 70 barg System von Reitsham bis Hochfilzen zu bekommen, muss das PN 16 barg Leitungsstück zwischen Puch und Vigaun durch eine neue DN300 PN 70 barg Leitung mittels Umfahrung der Stadt Hallein ersetzt werden und einige bestehende HD-Gasdruckregelstationen eingangsseitig für einen höheren Druck hochgerüstet werden.

Abbildung 18: Schematische Darstellung der Variante 1

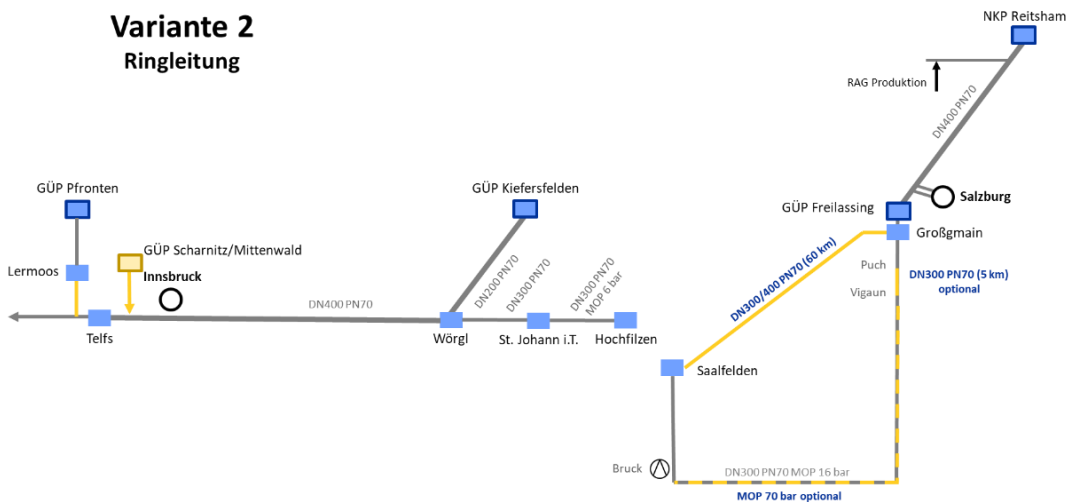


Quelle: AGGM

4.3.3.2 Variante 2

Variante 2 betrachtet eine ca. 60 km lange PN 70 Ringleitung von Großmain über das kleine deutsche Eck bis nach Saalfelden.

Abbildung 19: Schematische Darstellung der Variante 2

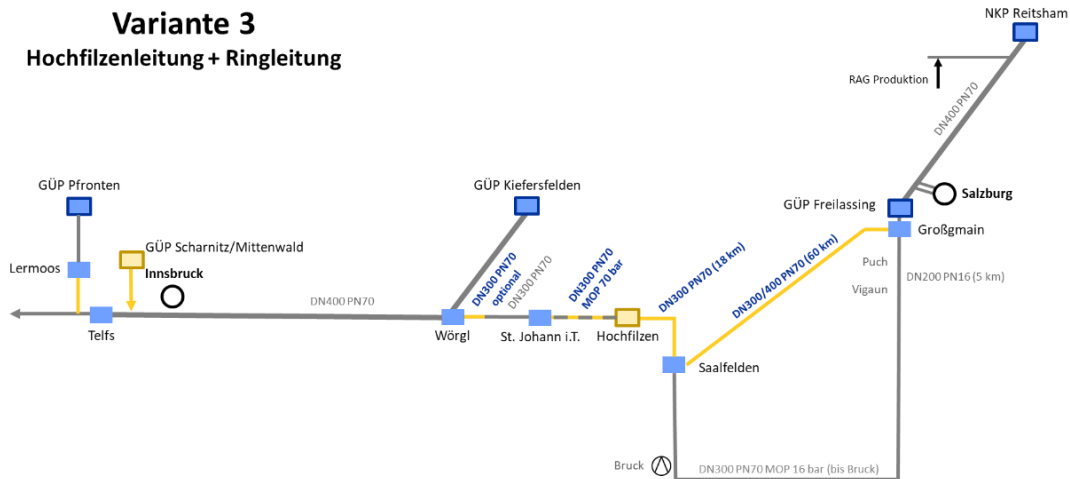


Quelle: AGGM

4.3.3.3 Variante 3

Variante 3 betrachtet die Kombination aus Variante 1 und 2, nämlich zusätzlich zur Ringleitung über das kleine deutsche Eck auch die Verbindung nach Tirol über Hochfilzen. In dieser Variante muss die bestehende Salzburger Leitung zwischen Puch und Saalfelden nicht auf 70 barg hochgerüstet werden.

Abbildung 20: Schematische Darstellung der Variante 3



Quelle: AGGM

4.3.3.4 Variante 3a

Variante 3a betrachtet zusätzlich zur Ringleitung über das kleine deutsche Eck und der Verbindung nach Tirol über Hochfilzen auch die Druckanhebung der bestehen Salzburgleitung zwischen Puch und Vigaun sodass eine maximale Transportkapazität zur Verfügung steht und dazu ein redundanter 70 bar - Transportweg bis Saalfelden entsteht.

Abbildung 21: Schematische Darstellung der Variante 3a



Quelle: AGGM

4.3.3.5 Variante 4

Die Variante stellt Alternativen zu Infrastrukturbaumaßnahmen dar, welche dennoch die Versorgungssicherheit absichern sollen. Folgende Alternativen werden im Vergleich zu den Infrastrukturmaßnahmen bewertet dargestellt:

- Versorgung des Tennengaus, Pinzgaus und Pongaus mittels LNG
- Erweiterung des Rohrspeichers im Salzburger Netz

4.3.4 Berechnungsparameter

Für die Ermittlung der transportierbaren Mengen und daraus resultierenden Drücken auf Basis der Vorgaben zur Absicherung bzw. Erhöhung der Versorgungssicherheit und unter Einhaltung aller vorgegebenen Mindestdruckgrenzen wurden die bereits dargestellten Infrastrukturvarianten entwickelt und unter Berücksichtigung aller unterschiedlichen technischen Variationen mit dem hydraulischen Simulationsprogramm „Simone“ dynamisch simuliert. Als Inputparameter für die Simulation wurden mehrere Absatz-, Transport- und Bezugsszenarien modelliert.

Absatzszenarien

Für die hydraulische Rohrnetzsimulation wurden folgende drei Absatzszenarien festgelegt.

- Winter: Repräsentiert den maximal zu erwartenden stündlichen Verbrauch in den Monaten November, Dezember, Jänner, Februar und März. Dieses Szenario dient als Auslegungsgrundlage für die maximale zu erwartende Last im Netz.
- Übergang: Repräsentiert den maximal zu erwartenden stündlichen Verbrauch in den Übergangsmontaten September, Oktober, April und Mai.
- Sommer: Repräsentiert den maximal zu erwartenden stündlichen Verbrauch in den verbrauchsschwachen Monaten Juni, Juli und August.

Bezugsszenarien

Wie bereits beschrieben wird das Netzgebiet Salzburg über Reitsham aufgespeist. Für diesen Einspeisepunkt werden zwei Druckszenarien des vorgelagerten Ebene 1 Netzes unter der Annahme einer Linepacknutzung des Ebene 1 Netzes von ca. 3 Mio. Nm³ pro Tag angenommen.

Fall 1 „Worst Case“ stellt den druckmäßig ungünstigsten Fall dar, bei dem im Winter während der Ausspeicherperiode die Speicher in Oberösterreich nicht nominiert sind und das Gas gemäß vertraglicher Druck- und Mengenvereinbarungen aus der Fernleitung in das Ebene 1 Netz eingespeist wird. Im Übergang und Sommer Szenario während der Einspeicherperiode wurden die Speicher in Oberösterreich als vollständig laut Kapazitätsausweis ausgelastet angenommen. Somit ergibt sich eine konservative aber nicht auszuschließende Netzbelastung.

Der Fall 2 „Best Case“ stellt einen realistischeren Fall dar, bei dem im Winter (Ausspeichern) sowie im Übergang und Sommer (Einspeichern) die Speicher in Oberösterreich zu ca. 30% nominiert sind. Somit ergibt sich eine günstigere Drucksituation am Einspeisepunkt Reitsham.

Fall 3 „Druckregelung“ betrachtet eine starre Nachdruckregelung in Reitsham für die Herstellung der hydraulischen Bedingungen zur Ermöglichung eines Imports in das Salzburger Netz über Freilassing.

Für den Einspeisepunkt Kiefersfelden werden zwei Druckszenarien betrachtet: der vertraglich vereinbarte Mindestübergabedruck und der aus der Historie zu erwartende Übergabedruck.

Transportszenarien

Es wurden mehrere Transportszenarien mit unterschiedlicher Flussrichtung berechnet.

- Das Flussszenario Normalbetrieb stellt den regelmäßigen Fluss zwischen Salzburg und Tirol dar.
 - Im Winterszenario wird im Normalbetrieb Gas von Salzburg nach Tirol transportiert um die limitierte Kapazitätssituation in Kiefersfelden/Pfronten positiv zu beeinflussen. Ein Fluss von Tirol nach Salzburg im Normalbetrieb ist aufgrund der limitierten festen Kapazität in Kiefersfelden/Pfronten nicht zweckmäßig.
 - Im Übergangs- und Sommerszenario kann sowohl die freie Kapazität in Kiefersfelden/Pfronten für Transporte von Tirol nach Salzburg genutzt werden als auch ein Fluss von Salzburg nach Tirol möglich sein.
- Das Flussszenario Notfall Tirol bildet eine unplanmäßige Unterbrechung der Einspeisung über Kiefersfelden ab, bei der die Versorgung über einen längeren Zeitraum (Tage bis Wochen) über andere Einspeisemöglichkeiten (Hochfilzen, Scharnitz/Mittenwald, EVA) dargestellt wird
- Das Flussszenario Notfall Salzburg bildet eine unplanmäßige Unterbrechung der Versorgung ab der Armaturengruppe Großmain dar, bei dem die Kunden ab Puch (Tennengau, Pongau, Pinzgau) über alternative Einspeisemöglichkeiten (Hochfilzen, Ringleitung, LNG, Rohrspeicher) versorgt werden müssen.

4.3.5 Ergebnis der hydraulischen Simulation

Im Folgenden werden die Hauptergebnisse der hydraulischen Untersuchung auszugsweise dargestellt:

Szenario Normalbetrieb Winter (Flussrichtung Salzburg -> Tirol)

In der Variante 1 kann eine Leistung von ca. 20.000 Nm³/h von Salzburg über Hochfilzen nach Tirol transportiert werden, wobei das ungünstigste Druckszenario angesetzt wurde.

In der Variante 3 bzw. 3a kann eine Leistung von ca. 30.000 bis 35.000 Nm³/h transportiert werden.

D.h. selbst in der Variante 1 kann die gesamte derzeit benötigte Lastflusszusage in Kiefersfelden substituiert werden.

Eine Untersuchung der Flussrichtung Tirol -> Salzburg ist nicht zweckmäßig, da im Normalbetrieb keine feste Kapazität in Kiefersfelden für Salzburg bereitgestellt werden kann, da diese von Tirol selbst benötigt wird.

Szenario Notfall Tirol

Winter: Für diese Berechnung wurde das „Best Case“ Druckszenario angesetzt.

Mit der Variante 1 kann ein Versorgungsgrad von 42% in Tirol erreicht werden (gemessen am maximalen Winterverbrauch).

Mit der Variante 3 kann ein Versorgungsgrad von 52% in Tirol erreicht werden.

Mit diversen Begleitmaßnahmen, z.B. zusätzliche Einspeisung über Mittenwald, kann der Versorgungsgrad in Tirol zusätzlich erhöht werden.

Übergang: Mit der Variante 1 kann ein Versorgungsgrad von 91% in Tirol erreicht werden.

Mit der Variante 3 kann ein Versorgungsgrad von 100% in Tirol erreicht werden.

Sommer: Im Sommerszenario kann das gesamte Netz der TIGAS über Hochfilzen bereits in der Variante 1 ohne zusätzliche Maßnahmen in Tirol und ohne weitere Einschränkungen aufgespeist werden.

Szenario Notfall Salzburg

Für die Notfahrweise von Tirol nach Salzburg um die Endkunden entlang der Leitung von Saalfelden bis nach Großmain, im höchsten Lastfall (Winterszenario) vollständig zu versorgen wäre bereits Variante 1 ausreichend. Jedoch bedarf es dazu die Nutzung von unterbrechbarer Kapazität von zusätzlich ca. 40 kNm³/h in Kiefersfelden und einen Druck, der in der Regel in Kiefersfelden vorherrscht. Mit dem vertraglichen minimalen Übergabedruck wäre eine Notversorgung nicht möglich.

Mit Variante 2, 3 und 3a wären die besagten Endkunden in Salzburg auch redundant versorgt und darüber hinaus unabhängig von unterbrechbaren Kapazitäten und Drücken in Kiefersfelden.

4.3.6 Endbewertung der Varianten

Im Anschluss an die hydraulische Simulation wurden die Varianten ökonomisch und strategisch bewertet. Die beteiligten Netzbetreiber und AGGM stimmen mit der folgenden Variantenbewertung überein:

Die Variante 1 ist im Vergleich zu Variante 4 bzw. Variante 2 aufgrund der höheren Leistungsfähigkeit und Flexibilität insbesondere für die Versorgungssicherheit Tirols zu bevorzugen.

Variante 3 und Variante 3a verfügen zwar über ähnliche bzw. geringfügig höhere Leistungsfähigkeit und Flexibilität als Variante 1, sind aber erheblich teurer in der Errichtung. Da außerdem die extraterritoriale Leitungsführung über deutsches Staatsgebiet die Komplexität

nicht nur in der Errichtung, sondern auch im laufenden Betrieb durch eine Dienstleistung eines zertifizierten deutschen Netzbetreibers erhöht, ist Variante 1 zu bevorzugen.

Diese Variante 1 wäre in der Basisversion (DN300 / PN70) zu realisieren und würde den Versorgungssicherheitsgrad von Tirol durch eine zweite Einspeisung auf ca. 42% im höchsten Absatzfall erhöhen. Die Versorgungssicherheit der Kunden in den Salzburger Regionen Tennengau, Pongau und Pinzgau wäre zu 100% redundant abgesichert. Im Normalbetrieb wäre ein bidirektionaler Fluss von ca. 20 – 25 kNm³/h möglich, wodurch die Kapazitätssituation in Kiefersfelden/Pfronten entlastet werden könnte. Dies wäre bereits mit einer Druckerhöhung in Reitsham auf 38 barg Ausgangsdruck möglich und könnte derzeit die notwendigen Lastflusszusagen für das MG Tirol substituieren sowie die zugrunde gelegten zukünftigen zusätzlichen Bedarfe in Tirol abdecken. Mit diesem Druck könnte auch weiterhin ein Import über Freilassing für die operative Umsetzung des DIANE-Modells durchgeführt werden.

Diese Druckerhöhung der Salzburger HD-Leitung hätte aber die Konsequenz, dass die RAG Produktion in Salzburg Investitionen tätigen müsste, um bei einem höheren Druck ins Salzburger Netz einspeisen zu können.

Durch die Möglichkeit der Vermarktung des Punktes Hochfilzen bestünde die Möglichkeit auch Transportbedarfe des Marktes abzudecken und dadurch Erlöse für die Netzbetreiber zu generieren.

Seitens TIGAS Erdgas Tirol GmbH wird die Umsetzung der Leitungsverbindung zwischen Salzburg und Tirol nur dann befürwortet, wenn das Cosima Modell in der derzeitigen Form weitergeführt werden kann.

Für die Umsetzung der Variante 1 sind folgende Maßnahmen erforderlich:

Maßnahmen im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH (siehe Projekt 2019/01):

- Maßnahme 1: Ersatz der PN16 Leitung zwischen Puch und Vigaun, durch eine Leitung DN300 / MOP 70 barg unter Einbeziehung des bereits errichteten Leitungssegments zwischen Hallein und Vigaun.
- Maßnahme 2: Umbau von 12 HD-Gasdruckregelstationen auf MOP 70 barg
- Maßnahme 3: Errichtung des Leitungssegments von Saalfelden nach Hochfilzen in DN300 / MOP 70 barg. In Saalfelden bindet die Leitung direkt an das Bestandsnetz ein. In Hochfilzen endet die Leitung an der Landesgrenze zwischen Salzburg und Tirol.

Maßnahmen im Netzbereich der TIGAS Tirol Erdgas GmbH (siehe Projekt 2019/02):

- Maßnahme 1: Errichtung einer Reduzierstation inklusive Ertüchtigungsmaßnahmen für den Leitungsabschnitt DN300 / MOP 70 bar zwischen St. Johann und Hochfilzen.
- Maßnahme 2: Errichtung der bidirektional betreibbaren Übergabestation in Hochfilzen.
- Maßnahme 3: Errichtung des Leitungssegments von der Übergabestation Hochfilzen bis zur Landesgrenze Salzburg/Tirol in DN300 / MOP 70 barg.

4.4 Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz (Projekt 2019/03)

4.4.1 Ausgangslage

Die Erdgasleitungsanlage Semmering – Donawitz DN 300 PN64 wurde als Verlängerung der Südleitung im Jahr 1958 zur Versorgung der steirischen Industrie errichtet. In den Jahren 2009-2011 wurde die Erdgasleitungsanlage Südschien aufgrund erforderlicher Kapazitätssteigerungen und als Redundanz errichtet. Mit Inbetriebnahme der Südschiene wurde ein großer Teil der Semmering- Donawitz Leitung in die NE 2 überführt. Lediglich der Abschnitt Station G1 (Bruck-Murinsel) bis zur Station 19 (Donawitz) sind in der NE 1 verblieben. Der Abschnitt wird derzeit mit max. 38 bar betrieben. Bei der Hauptleitung 1 Abschnitt Semmering – Donawitz Station 19 handelt es sich um den ältesten HD Leitungsabschnitt im Netz der Energienetze Steiermark. Um die weitere Integrität der Hauptleitung 1 nachzuweisen wurde diese einer Zustandsbewertung unterzogen. Die Basis für die Zustandsbewertung bildet eine Prognose der Korrosionsentwicklung und eine, aufgrund der bereits vorhandenen dichten Bebauung des Mur- und Mürztals, Bewertung der Versagenswahrscheinlichkeit infolge Gefährdung durch Dritte.

Die zurzeit vorliegenden Bewertungen weisen darauf hin, dass ein Betrieb mit dem derzeit zulässigen MOP von 64 atü ab dem Jahr 2025 nicht mehr uneingeschränkt möglich sein wird. Eine entsprechende Reduktion des Betriebsdruckes wirkt sich in Summe positiv auf die Bewertungen aus. In Kombination mit punktuellen Sanierungen könnte somit ein langfristiger Weiterbetrieb der Leitung ermöglicht werden. Ein Austausch der gesamten Leitung ist aufgrund der sehr dichten Bebauung entlang der bestehenden Trasse weder technisch möglich noch wirtschaftlich sinnvoll.

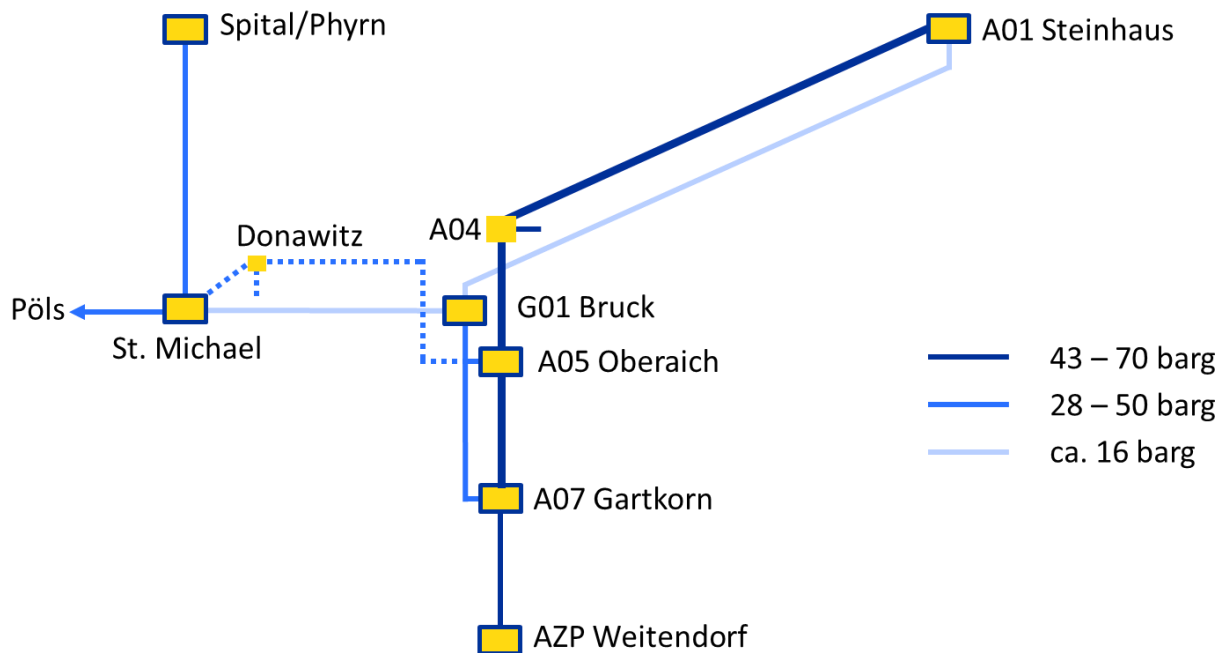
4.4.2 Lösungskonzept

Um die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Netzes aufrecht zu erhalten muss bei einer beabsichtigten Reduktion des maximalen Betriebsdruckes der gesamten Semmeringleitung (von Steinhaus nach Donawitz, siehe Abbildung 22 hellblaue Leitung) die Station A5 mit der Pyhrnleitung verbunden werden. Die Energienetze Steiermark haben Trassenstudien durchgeführt und als günstigste Lösung die großräumige nördliche Umfahrung von Donawitz ermittelt. Die Trasse führt von der Station A5 über die neue Station SST1 (Donawitz) bis zur Station 20 (St. Michael), wo die neue Leitung in die Pyhrnleitung eingebunden wird. Diese Trasse bietet auch den Vorteil, dass der Großabnehmer VA Stahl Donawitz von der Station SST1 aus mit einer Stichleitung weiterhin mit einem Druck von ca. 40 barg versorgt werden kann. Weiters wird der Großabnehmer Norske Skog von der Station A4 mit einer Stichleitung angebunden, um auch hier den vereinbarten Übergabedruck weiterhin einhalten zu können.

Die bestehende Semmeringleitung (geplant Reduktion auf MOP 16 barg) wird über drei Stationen versorgt. Über die bestehende Station A01 Steinhaus im Norden, über die bestehende Station G1 Bruck in der Mitte und über die neu zu errichtende Station 20 St. Michael im Westen. Es ist geplant die Station 20 auf eine maximale Überspeisekapazität von 50.000 Nm³/h auszulegen, damit ein entsprechendes Redundanzkonzept der drei Einspeisungen sichergestellt werden kann.

Die Leitung (Station A5 bis Station 20) wird in der Dimension DN300/PN70 ausgelegt. Diese Dimensionierung deckt die derzeitigen Transporterfordernisse ab. Künftige zusätzliche Transporterfordernisse sind derzeit nicht absehbar.

Abbildung 22: Schematische Leitungsdarstellung der Ersatzinvestition Bruck/Mur - Donawitz



Quelle: AGGM

4.5 Anbindung des Speichers Haidach an das Verteilernetz

Im Jahr 2014 wurde im Zuge des Anschlusses des Speichers 7 Fields die HDL 100 von Puchkirchen bis zur Station Friedburg/Haidach errichtet und vorausschauend die Leitung um 4 km verlängert und bis zum Speicher Haidach fortgeführt. Derzeit gibt es jedoch keinen Netzanschluss des Speichers Haidach an das Verteilernetz im MG Ost.

Im Bescheid zur LFP 2018 hat E-Control Austria AGGM eine Auflage erteilt, wonach AGGM in der LFP 2019 ein Projekt zur Anbindung des Speichers Haidach entwickeln soll.

Das Anschlusskonzept der Netz Oberösterreich für Speicheranlagen sieht vor, dass der Netzbetreiber die Leitung bis zur Mess- und Übergabestation errichtet. Der Speicherbetreiber errichtet die Mess- und Übergabestation und die Anbindung zur eigenen Speicheranlage. Demzufolge hat der Verteilnetzbetreiber Netz Oberösterreich bereits seinen Teil für einen möglichen Speicheranschluss des Speichers Haidach durchgeführt. Die Entwicklung eines Projektes ist somit nicht mehr erforderlich.

AGGM hat jedoch in Kooperation mit Netz Oberösterreich die Speicherunternehmen astora GmbH & Co. KG und GSA LLC, welche den Speicher Haidach bewirtschaften, per Brief über die frei verfügbaren Kapazitäten und über die Anschlussbedingungen informiert.

4.6 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Vorarlberg

Durch die Marktmodellumstellung in Liechtenstein ist der Kapazitätsbedarf für Liechtenstein im COSIMA Modell zu berücksichtigen, mit der Wirkung, dass Exit Kapazitätsbuchungen in Ruggell seitens Liechtensteinische Gasversorgung vorgenommen werden müssen und das zu

transportierende Gas am VHP NCG zu übergeben ist. Die erforderliche Transportkapazität vom VHP NCG nach Ruggell wird von AGGM organisiert. D.h. dass am Grenzübergabepunkt Lindau äquivalente Exit Kapazitätsbuchungen bei terranets bw von AGGM durchzuführen sind.

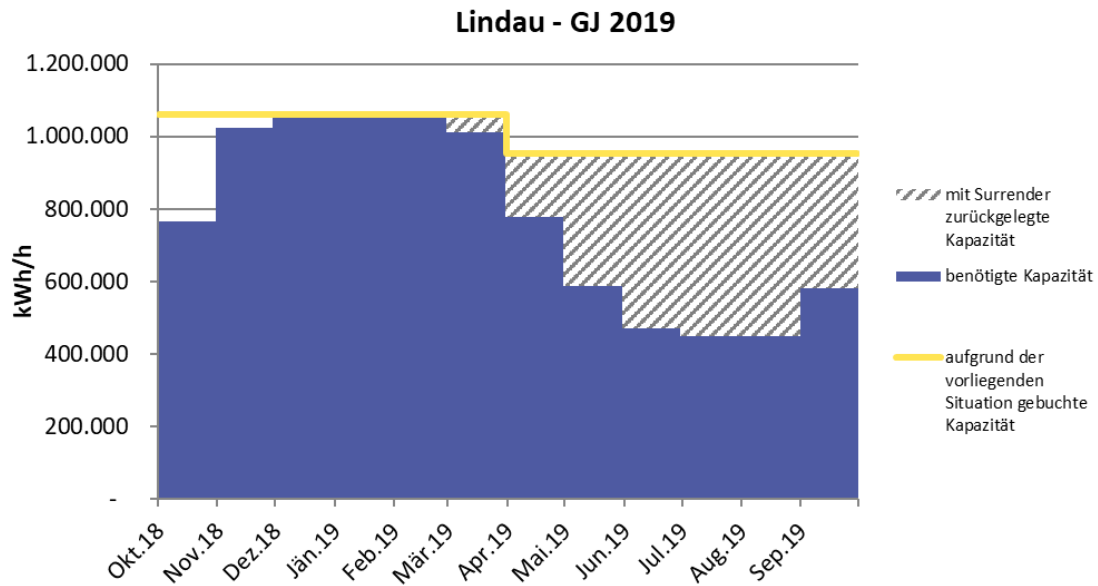
Für das Gasjahr 2018 wurde von AGGM eine strukturierte Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Exit Lindau der terranets bw geplant (siehe LFP 2017, Tabelle 10). Im November 2017 wurde aufgrund der Kapazitätsengpässe in Baden-Württemberg, ausgelöst von den Kapazitätseinschränkungen auf der TENP, via PRISMA Plattform veröffentlicht, dass Kapazitäten die an den Grenzübergabepunkten bei der Quartalsauktion (6.11.2017) nicht gebucht werden, von den Grenzübergabepunkten wegverlagert werden und nicht mehr bei den Monatsauktionen zur Verfügung stehen. Daraufhin war AGGM gezwungen, die zusätzlich erforderliche Kapazität für Jänner und Februar nicht mit zwei Monatsprodukten zu decken, sondern eine Quartalsbuchung für das erste Quartal 2019 durchzuführen. Ebenfalls konnte keine Monatsbuchung für April gebucht werden, sondern es musste die erforderliche Kapazität für das gesamte zweite Quartal 2019 kontrahiert werden. Dies führte zu nicht erforderlichen Kapazitätsbuchungen und deutlich höheren Kosten für das MG Vorarlberg.

AGGM sieht diese Buchungsvorgaben aus dem Blickwinkel europäischer Regelungen äußerst kritisch. Es haben zahlreiche Gespräche mit terranets bw und der Bundesnetzagentur stattgefunden. Bis dato konnte noch keine für AGGM zufriedenstellende Lösung gefunden werden.

Diese Situation setzte sich auch für das Gasjahr 2019 fort. Am Grenzübergabepunkt Lindau wurde eine Exit Kapazität von 1.060 MWh/h FZK seitens terranets bw ausgewiesen. Gemäß CAM NC wurden bei der Jahresauktion 90% der ausgewiesenen Kapazität vermarktet. Terranets bw hatte angekündigt, dass nicht kontrahierte Kapazitäten zu anderen Punkten verlagert wird. AGGM musste somit in der Jahresauktion die gesamte ausgewiesene Kapazität kontrahieren. Die restlichen 10% der ausgewiesenen Kapazität wurden in der Quartalsauktion vermarktet, wieder mit dem Zusatz, dass nicht kontrahierte Kapazitäten zu anderen Punkten verlagert wird. AGGM musste daher das Q4/2018 und das Q1/2019 vollständig buchen.

Um zu dokumentieren, dass nicht erforderliche Kapazität aufgrund der nicht NC CAM konformen Vorgehensweise kontrahiert werden musste, hat AGGM im Februar 2019 einen Kapazitätssurrender durchgeführt. Die Kapazitätsbuchungssituation am Grenzübergabepunkt Lindau für das GJ 2019 ist in Abbildung 23 dargestellt.

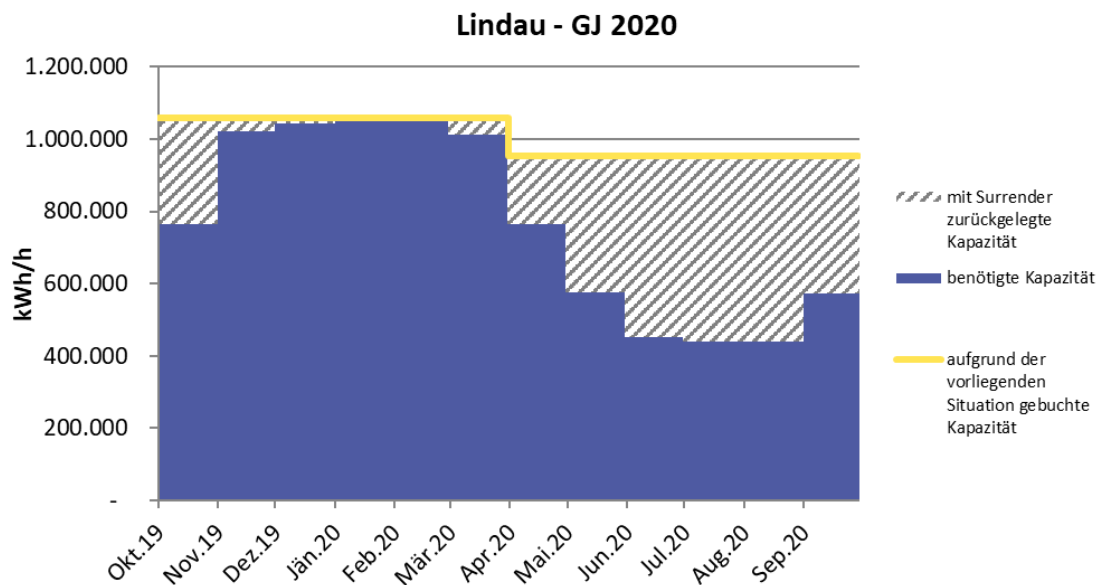
Abbildung 23: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Lindau im GJ 2019



Quelle: AGGM

Die Kapazitätsbuchungen für das GJ 2020 mussten in selber Form wie im GJ 2019 vorgenommen werden. AGGM wird im September 2019 wieder einen Kapazitätssurrender durchführen um die nicht NC CAM konformen Vorgehensweise zu dokumentieren.

Abbildung 24: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Lindau im GJ 2020



Quelle: AGGM

Zur Deckung des Bedarfes in Vorarlberg, Lichtenstein und der Gaslieferungen in die Schweiz via Trübbach ist in den Wintermonaten die vollständige Buchung der ausgewiesenen Kapazität in Lindau erforderlich.

Zur buchbaren Kapazität von 1.060 MWh/h FZK muss zusätzlich das Linepack, welches in den Nachtstunden aufgebaut werden kann, ausgenutzt werden um gleichzeitig die maximal zu erwartenden Absätze in Vorarlberg und Lichtenstein und die Gaslieferungen in die Schweiz via Trübbach bereitstellen zu können.

Gemäß Berechnungsschema, dem eine statische Kapazitätsbetrachtung zugrunde liegt, muss die Liechtensteinische Gasversorgung davon ausgehen, dass der dynamisch feste Anteil der Standardkapazität unter der für das Gasjahr 2020 gebuchten nominellen Standardkapazität liegt.

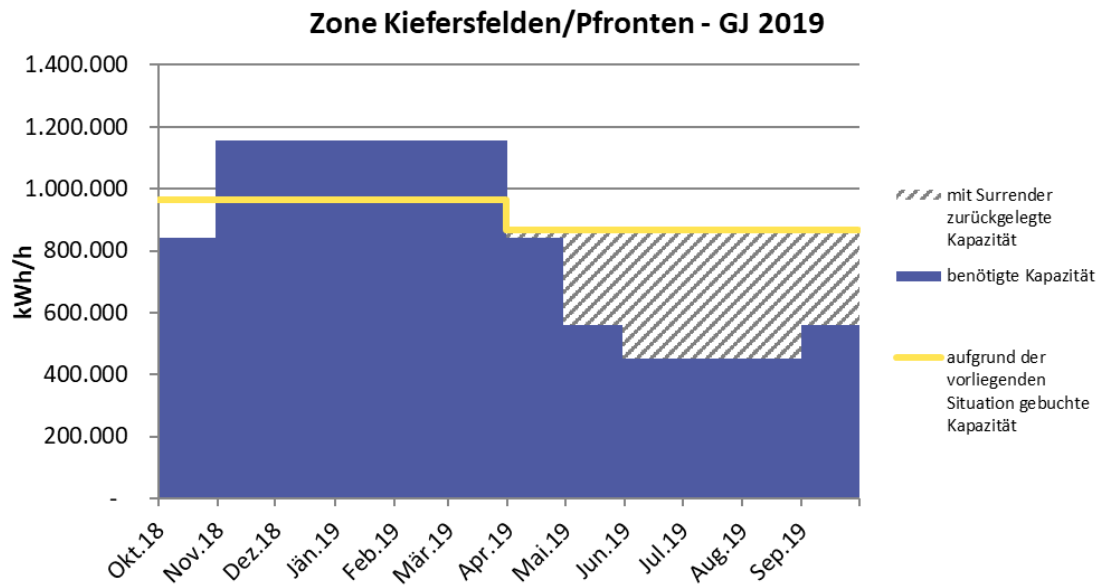
4.7 Kapazitätsbeschaffung für das Marktgebiet Tirol

Wie bereits in Kapitel 2.3.1.7 dargestellt, ist das Marktgebiet Tirol das Marktgebiet mit der höchsten Absatzdynamik in Österreich. Im Zeitraum Februar 2012 bis September 2018 sind Neukunden (Saldo aus Anmeldungen abzüglich Abmeldungen) in der Größenordnung von 605.000 kWh/h (ca. 54.000 Nm³/h) Anschlussleistung an das Netz angeschlossen worden. Der Netzbetreiber TIGAS hat auch für die Jahre 2020 bis 2029 weitere Zuwachsraten durch Neukunden angegeben, die prognostizierten Zuwachsraten sind jedoch deutlich geringer als die in der Vergangenheit realisierten.

Für das Gasjahr 2018 wurden die Kapazitäten am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten wie geplant kontrahiert.

Im GJ 2019 hat sich dieselbe Kapazitätsbuchungsproblematik vom Grenzübergabepunkt Lindau auch für den Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten dargestellt. Am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten hat die bayernets eine Exit FZK Kapazität von 965.039 kWh/h ausgewiesen. Aufgrund dieser Umstände hat AGGM in der Jahresauktion die gesamte vermarktete Kapazität von 868.535 kWh/h FZK kontrahiert. Zusätzlich wurde in der Quartalsauktion für die Quartale Q4/2018 und Q1/2019 die gesamte vermarktete Kapazität von 96.504 kWh/h FZK gebucht. Auch für das MG Tirol bedeutet diese Vorgangsweise deutlich höhere vorgelagerte Netzkosten. Um zu dokumentieren, dass nicht erforderliche Kapazität aufgrund der nicht NC CAM konformen Vorgehensweise kontrahiert werden musste, hat AGGM im Februar 2019 einen Kapazitätssurrender durchgeführt. Die Kapazitätsbuchungssituation am Grenzübergabepunkt Lindau für das GJ 2019 ist in Abbildung 25 dargestellt.

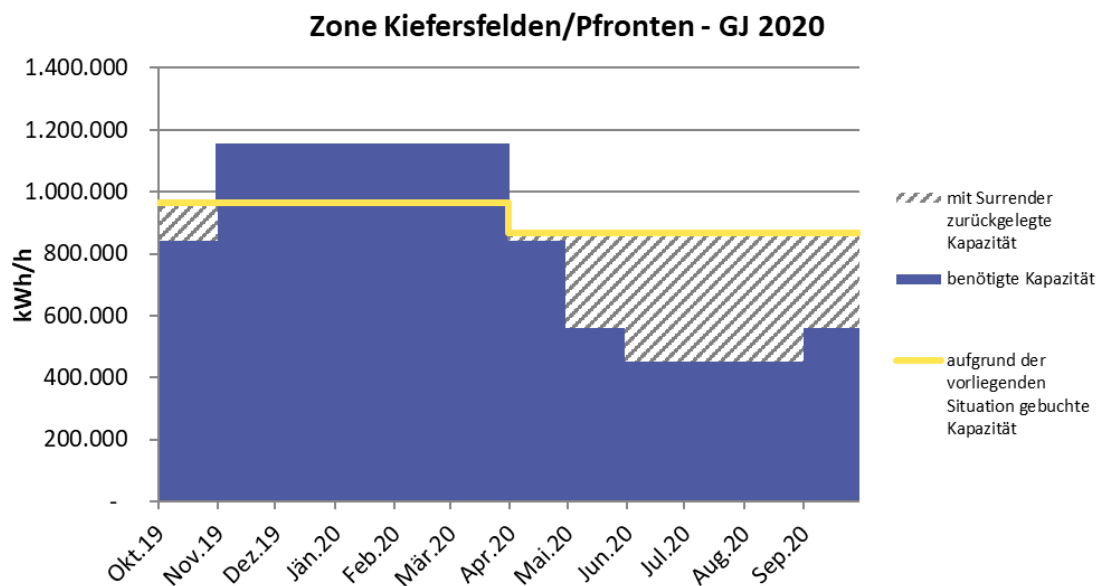
Abbildung 25: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten im GJ 2019



Quelle: AGGM

Die Kapazitätsbuchungen für das GJ 2020 mussten in selber Form wie im GJ 2019 vorgenommen werden. AGGM wird im September 2019 wieder einen Kapazitätssurrender durchführen um die nicht NC CAM konformen Vorgehensweise zu dokumentieren.

Abbildung 26: Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten im GJ 2020



Quelle: AGGM

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

Die durch die Übernominierung erlangte unterbrechbare Kapazität kann jedoch im Falle eines Engpasses in Deutschland eingeschränkt werden. Daher ist es erforderlich, dass die unterbrechbare Kapazität durch eine Lastflusszusage abgesichert wird. Es ist vorgesehen, dass AGGM eine Lastflusszusage für die Monate Dezember 2019, Jänner 2020 und Februar 2020 in der Höhe von 210.000 kWh/h beschafft.

Die Höhe der Lastflusszusage wurde so ermittelt, dass es möglich ist, bei einer schwachen Strukturierung (23,2 Volllaststunden) den maximal zu erwartenden Tagesbedarf sicher in das MG Tirol transportieren zu können.

In der Regel melden die BGVs die Gasübergabe in das MG Tirol mit einer höheren Strukturierung an. Für den Fall, dass im Marktgebiet NCG unterbrechbare Kapazität eingekürzt wird, muss seitens AGGM das strukturiert übergebene Gas durch den Kauf und Verkauf von Ausgleichsenergie in der zeitlichen Struktur geglättet und in das MG Tirol importiert werden.

Simulationsrechnungen haben ergeben, dass wenn der maximal zu erwartende Tagesabsatz vollkommen flat in das MG Tirol eingespeist wird, die Druckschwankung, die sich durch den strukturierten Verbrauch ergibt bei ca. 10 barg liegt. Diese Druckschwankung ist im MG Tirol gut verkraftbar.

Für die mittelfristige Kapazitätsbereitstellung hat AGGM die zusätzlichen Kapazitätserfordernisse im NC CAM Prozess 2019 mittels Anmeldung eines zusätzlichen Bedarfes bei FNB und bayernets eingebracht.

4.8 Ersatzinvestition Leitung G00 006 (Projekt 2016/01)

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

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

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

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

Das in der LFP 2016 eingereichte Projekt hat einen 1:1 Ersatz der bestehenden Leitung vorgesehen. Im Zuge der weiteren Detail Planungsarbeiten wurde jedoch ein neues Ersatzkonzept entworfen. Das aktuelle Konzept sieht vor, dass die Leitung nicht in Aderklaa, sondern an einer neu zu errichtenden Abzweigstation an der G00 025 (Schieberstation Helmahof) beginnen soll. Von dort wird eine 1,7 km lange Leitung DN 100 PN70 bis zum Übergabepunkt Deutsch Wagram errichtet. Die Schieberstation Helmahof wird in PN70 und nach neuestem Standard automatisiert ausgeführt. Somit ist neben der Versorgungssicherheit auch die Sicherheit im Fall eines Leitungsschadens durch eine Fernabschaltung vom Disponenten in höchstem Maße umgesetzt.

4.9 Ersatzinvestition Leitung G00 011 (Projekt 2016/03)

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

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

Bis zum Jahr 2016 wurde die Leitung vor allem im Bereich der Ortschaften und an einigen anderen Stellen generalsaniert, wie zum Beispiel:

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

Aufgrund fehlender alternativer Versorgungsmöglichkeiten sind die derzeit noch nicht erneuerten Teile der G00 0011 in der gleichen Dimension zu ersetzen. Das Projekt wurde im Rahmen der LFP 2016 von der ECA genehmigt.

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

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

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

4.10 Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems (Projekt 2017/01)

Das Ausblasesystem in der Kompressorstation Auersthal wird von OMV E&P AUT betrieben und von Gas Connect Austria mitgenutzt. Im Rahmen des Projektes wird die Trennung voneinander durchgeführt und somit ein von OMV E&P AUT unabhängiger Betrieb der Systeme erwirkt. Das gesamte Ausblasesystem, das aus einigen über die Anlage verteilten Ausblasestellen besteht, soll auf einen neuen Ausblaseturm inkl. Schalldämpfer reduziert werden. Dies dient zur Erhöhung der Sicherheit, zur Reduktion der Lärm- u. Methanemissionen, sowie des Arbeitsaufwandes bei Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten. Das neu zu errichtende System soll den derzeit gültigen Standards entsprechen.

Im letzten Jahr hat ein Re-Design des Projektes stattgefunden. Ziel der Neukonzeption war es, im Fall eines erforderlichen Ausblasvorganges eine geringere Methanbelastung zu erzielen. Es gibt nun drei Möglichkeiten einen Anlagenteil drucklos zu machen: Ableitung des Gases in ein Niederdrucksystem, die Heißfackel von OMV E&P AUT und einen Stationsausbläser von Gas Connect Austria.

Es soll eine Ausblasesammelleitung errichtet werden, in welche Ausbläser von Gas Connect Austria Anlagenteile und die Ausbläser der Pipelines eingebunden werden. Die Drucklosmachung erfolgt über die G00 101, die Heißfackel von OMV E&P AUT und dem neuen Stationsausbläser von Gas Connect Austria. Im Falle von Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten, soll die in den jeweiligen Stationsbereichen innerhalb der Rohrleitungen eingeschlossene Gasmenge gezielt einer Pipeline mit niedrigerem Druckniveau (G00-101) zugeführt werden. Die restliche Niederdruckmenge wird über die Heißfackel verbrannt bzw. im Gas Connect Austria Kaltausbläser restentspannt. Des Weiteren kann zur Druckentspannung der G00-101 die gleiche Regelstrecke vom Ausblasesystem in Rückfahrweise in die G00-101 betrieben werden. Der geplante Fertigstellungstermin ist 12/2019.

4.11 Außerbetriebnahme von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung (Projekte 2018/02 & 2018/03)

Die Netz NÖ West 1 Leitung wurde in den Jahren 1956 bis 1961 errichtet. Die Leitung ist als Teleskoprohr (Am Beginn der Leitung ist der Querschnitt größer und verjüngt sich zweimal) errichtet, sie beginnt in Auersthal und endet knapp vor der Grenze zu Oberösterreich. Die Netz NÖ West 1 Leitung ist eine Verteilerleitung der Ebene 2.

Der Plan, die Netz NÖ West 1 Leitung nach Fertigstellung der Errichtung der Netz NÖ West 4 Leitung außer Betrieb zu nehmen war bereits Bestandteil der Feasibility Study 07 (Die Feasibility Study 07 wurde im Jahr 2007 von AGGM und allen Verteilernetzbetreibern erstellt und hatte das Ziel, ein Konzept für die zukünftige Struktur der Verteilerleitungen im Marktgebiet Ost zu erstellen). Darin wurde berücksichtigt, dass die West 1- Leitung nach Inbetriebnahme der West 4- Leitung aufgelassen wird und die Gasmengen bei der Auslegung der West 4 entsprechend berücksichtigt wurden. Damit sollten wesentliche Reinvestitionen in der Ebene 2 in NÖ eingespart werden.

Bei der genauen Projektentwicklung für die Auflassung der West 1- Leitung wurde klar, dass umfangreiche Vorarbeiten erforderlich sind und auch das Leitungssystem einen unterschiedlich guten Gesamtzustand aufweist. Vor allem die zur Verbindung der Leitungen West 1 und West 2

vorhandenen Schieberhäuser müssen umgebaut und auf den Stand der Technik gebracht werden.

Außerdem sind mit dem Wegfall der Einspeisung Auersthal West 1 zusätzliche Investitionen in der Ebene 1 zur Sicherstellung einer nachhaltigen Gasversorgung der Ebene 2 in Traismauer, Doislau und Schmiedleiten erforderlich.

Das erste Teilstück von Auersthal bis Spillern (DN 500) wurde als erstes Segment errichtet. Aufgrund des Leitungsalters ist geplant, dieses Leitungssegment im Sommer 2020 außer Betrieb zu nehmen. Die derzeit über dieses Leitungssegment versorgten Endkunden, werden nach der Stilllegung über die Netz NÖ West 2 Leitung versorgt.

Die Stilllegung des ersten Segments der Ebene 2 Leitung Netz NÖ West 1 hat folgende Auswirkungen auf das Netz der Ebene 1 Verteilerleitungen:

Bis dato werden bei hohen Abnahmen (Winterlast) bis zu ca. 90.000 Nm³/h von Auersthal in die Netz NÖ West 1 Leitung bei einem Druck von 39 barg eingespeist. Nach Stilllegung des ersten Segments, muss diese Menge über die Netz NÖ West 2 Leitung bis zu den Stationen Traismauer und Hart transportiert werden und dort in die Netz NÖ West 1 Leitung überspeist werden. Die Netz NÖ West 2 Leitung wird auf einem höheren Druck betrieben, wodurch dieselbe Gasmenge auf einem höheren Druckniveau aus dem PVS 2 bereitgestellt werden muss. Dies hat vor allem Konsequenzen für die Speicher im PVS 2, da eine Absatzmöglichkeit auf niedrigem Druckniveau (was vor allem am Ende der Speichersaison relevant ist) wegfällt.

Um die entsprechenden Gasmengen von der West 2 in die West 1 Leitung über die Stationen Traismauer und Hart überspeisen zu können sind Adaptionen erforderlich. Die Station Traismauer wird auf eine maximale Kapazität von 80.000 Nm³/h ausgebaut. Um die Station Hart zu entlasten wird eine zusätzliche Regeleinrichtung in Doislau ($Q_{\max} = 40.000 \text{ Nm}^3/\text{h}$) errichtet. Im Zuge der Errichtung der NNÖ West 4 Leitung wurde bereits in der Station Doislau ein entsprechender Platz für diese Regeleinrichtung vorgesehen. Der Umbau der Station Traismauer und die Errichtung der Regelanlage in Doislau werden im Projekt 2018/02 eingereicht. Die Fertigstellung der Stationen ist im Jahr 2020 geplant.

Die OMV Produktionen Stockerau und Roselsdorf müssen ab ca. 2025 damit rechnen, dass das Gas auf die Netz NÖ West 2 Leitung mit einem höheren Druckniveau eingespeist werden muss.

Im Zuge der Umbaumaßnahmen für die Stilllegung der Netz NÖ West 1 Leitung werden auch 7 Schieberhäuser der Netz NÖ West 2 Leitung von Auersthal bis Neumarkt erneuert. Ziel ist es, die Stationseinrichtungen der Schieberhäuser auf den Stand der Technik zu bringen und in den Bereichen in denen die West 1 Leitung aufgelassen wird, die Trennung von der West 1 Leitung zur West 2 Leitung durchzuführen. Diese Ersatzinvestitionen sind im Projekt 2018/03 abgebildet. Die Umsetzung ist in den Jahren 2020 bis 2025 geplant.

4.12 Wiederherstellung der Station Baumgarten nach dem Zwischenfall (Projekt 2018/01)

Am 12.12.2017 hat es in der Station Baumgarten einen Vorfall gegeben, der eine Gasexplosion und einen Brand zur Folge hatte. Durch die Gasexplosion, den Brand und die anschließenden Löscharbeiten wurden zahlreiche Anlagenteile beschädigt.

Durch die schnelle Realisierung der Teilprojekte (insbesondere der provisorischen Fahrwege) können die vertraglichen Entry und Exit Kapazitäten zwischen Fernleitung und Verteilergbiet auf firm Basis bereitgestellt werden.

Der Wiederaufbau des PVS Knotens befindet sich in der Planungsphase, dabei wird das Konzept verfolgt, die derzeit installierten provisorischen Fahrwege durch die Neukonzeption des Knotens abzulösen.

4.13 Versorgung Raum Schärading

Derzeit wird der Raum Schärading in Oberösterreich ausschließlich über Deutschland versorgt. Auf Basis einer unverbindlichen höheren Kapazitätsanfrage hat AGGM im Rahmen der LFP 2017 die Verfügbarkeit von zusätzlichen Kapazitäten am Netzkopplungspunkt Schärading (Energienetze Bayern – Netz Oberösterreich) erhoben. Zum damaligen Zeitpunkt konnte Energienetze Bayern die angefragte Kapazität nicht im vollen Umfang auf fester Basis bereitstellen. Als Alternative wurde eine Anbindung von Schärading an die österreichische Fernleitung Penta West geprüft und ein mögliches technisches Konzept ausgearbeitet.

Im Rahmen der Kapazitätsdatenerhebung für den KNEP 2017 hat AGGM einen Kapazitätsbedarf von 5.000 Nm³/h auf der Penta West im Raum Andorf eingebracht. Gas Connect Austria hat den Kapazitätsbedarf geprüft und zurückgemeldet, dass derzeit die angefragte Kapazität bereitgestellt werden kann.

Auf Basis dieser unverbindlichen Kapazitätsanfrage wurde bis dato kein Netzzugangsantrag eingebracht. Außerdem haben die Energienetze Bayern angekündigt, dass ab 1.1.2019 zusätzliche Kapazität am Netzkopplungspunkt Schärading auf fester Basis bereitgestellt werden könnte.

Da aus derzeitiger Sicht die zukünftige Versorgung des Raumes Schärading sichergestellt ist und kein zusätzlicher Kapazitätsbedarf vorliegt, wird das Projekt zur Anbindung des Raumes Schärading an die Penta West derzeit nicht weiterverfolgt.

4.14 Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein (Projekt 2018/04)

Die technischen Stationselemente der beiden Netzübergabestationen Lichtenwörth und Hornstein haben ihre technische Lebensdauer erreicht. Beide Stationen sind vollständig neu zu überarbeiten und auf den Stand der Technik zu bringen.

Es ist erforderlich die Mengemessgeräte inkl. der Mengenumwerter sowie der Fernwirk-, Visualisierungs- und Automatisierungseinrichtungen zu erneuern. Des Weiteren ist der Batterieraum dem Stand der Technik anzupassen. Die Mengenregel- und Druckbegrenzungseinrichtungen sind zu erneuern.

Dieses Ersatzinvestitionsprojekt wird unter der Projektnummer 2018/04 eingereicht. Die Fertigstellung ist bis 2021 geplant.

5 Erforderliche Projekte in der Langfristigen Planung 2020

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

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

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

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

Bei jenen Projekten, die im Rahmen der LFP 2019 eingereicht werden und denen ein öffentliches Interesse zukommen soll, wird der Grund des öffentlichen Interesses explizit angeführt.

5.1 Weiterführung von genehmigten Projekten

In Tabelle 10 sind jene Projekte aufgelistet, die aus der Langfristigen Planung 2018 weitergeführt werden.

Tabelle 10: Weiterführung von genehmigten Projekten

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung gem. LFP19	Status	
Weiterführung von genehmigten Projekten					
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	12/2020	in Umsetzung	E
2017/01	Auerthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	12/2019	in Umsetzung	E
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	in Umsetzung	NA
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auerthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung	E
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz NÖ	12/2021	in Umsetzung	E

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA erforderlicher Netzausbau

E Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: AGGM, 2019

5.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte

In der LFP 2019 gibt es zwei genehmigte Projekte mit Abänderungen. Zusätzlich werden drei neue Projekte eingereicht.

Tabelle 11: Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte

Nr.	Projekt	Projektträger	geplante Fertigstellung gem. LFP18	geplante Fertigstellung gem. LFP19	Status	
Genehmigte Projekte mit Abänderungen						
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2020	10/2021	in Umsetzung	E
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GCA	12/2020	12/2022	in Umsetzung	E
Neue Projekte						
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	SNG		9/2022	eingereicht	NA
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	Tigas		9/2022	eingereicht	NA
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	ENS		12/2025	eingereicht	E

KEV Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen

KEA Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden

NA erforderlicher Netzausbau

E Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: AGGM, 2019

5.3 Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2019

In Tabelle 12 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2019 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 12: Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2019

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

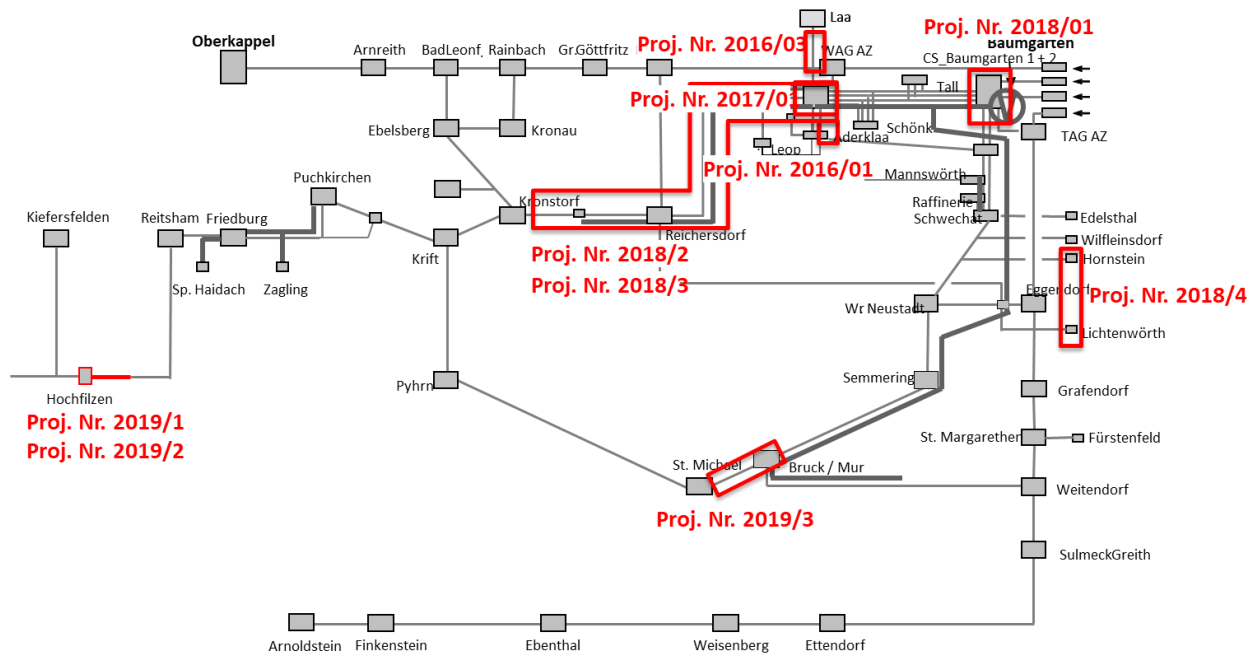
Projekte der LFP 2019						
Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFP19	Status	Änderung der CAPEX zur LFP 2018	CAPEX [Mio. €] [BGG]
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GCA	10/2021	in Umsetzung	nein	
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GCA	12/2020	in Umsetzung	nein	
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GCA	12/2019	in Umsetzung	nein	
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergelände)	GCA	12/2022	in Umsetzung	nein	
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz NÖ	12/2020	in Umsetzung	nein	
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung	nein	
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz NÖ	12/2021	in Umsetzung	nein	
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	SNG	09/2022	eingereicht	---	
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil Tigas	Tigas	09/2022	eingereicht	---	
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	ENS	12/2025	eingereicht	---	
Summe Projekte mit Status: in Umsetzung u. genehmigt Projekte mit Status: eingereicht						

Quelle: AGGM, 2019

5.4 Geografische Übersicht der Projekte aus der LFP 2019

Um einen besseren Überblick über die Projekte in der Langfristigen Planung 2019 zu erhalten, wurde in Abbildung 27 eine geografische Übersicht der Projekte dargestellt.

Abbildung 27: Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2019



Quelle: AGGM, 2019

6 Kapazitätsausweis für das Jahr 2020

Der Kapazitätsausweis 2020 wurde auf Basis des von der E-Control Austria am 15.4.2014 genehmigten „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ gerechnet.

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

Tabelle 13: Kapazitätsausweis 2020

Diese Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Kapazitätsausweis 2020 für das Marktgebiet Ost					ausweisbare Kapazität 2020	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare nominale Standardkapazität Cluster Ost				10.152.250	10.333.550	
frei verfügbare nominale Standardkapazität Cluster West				4.354.198	2.822.488	
Speicher						
Cluster Ost						
Speicher Wien	Wiener Netze	Wiener Erdgasspeicher	25W-SPWIEN-WEG-J			
SP NÖ	GCA	OGSA	25W-SPNO-OMV---Z			
Cluster West						
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPPUCHK-RAGA			
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPF-A-H-RAGV			
7 Fields/Zagling	Netz Oberösterreich	Uniper ES	25W-SP7FZA-EGS-6			
Nussbaum/Zagling	Netz Oberösterreich	RAG ES	25W-SPNZ-RAGES-Q			
Haidach	Netz Oberösterreich	astora	25W-SPHAID-AST-Z			
Haidach	Netz Oberösterreich	GSA	25W-SPHAID-GAZ-M			
Summe				21.856.952	14.935.762	
Produktion						
virt. Summe	GCA	OMV	25W-PRODNO-OMV-5			
virt. Summe	Netz Niederösterreich	OMV	AGGM-PRODEVN-OMV			
Thann	Netz Oberösterreich	OMV				
Puchkirchen	Netz Oberösterreich	RAG	AGGM-PRODPUC-RAG			
Fried/Aigl/Haid	Netz Oberösterreich	RAG	AGGM-PRODFAH-RAG			
virt. Sonst	Netz Oberösterreich	RAG	25W-PRODOO-RAG-1			
virt. Summe	Salzburg Netz	RAG	25W-PRODSBG-RAGE			
virt. Summe	Netz Niederösterreich	RAG	25W-PRODNO-RAG-9			
Summe				1.363.870		
Biogas						
Asten	Linz Gas Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ASTEN-T			
Bruck / Leitha	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-BRUCK-7			
Engerwitzdorf	Netz Oberösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ENGERW-W			
Salzburg Bio	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-EUGEND-J			
Steindorf	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-STEIND-H			
Wr. Neustadt	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-WRNEUSTH			
St. Margarethen	Netz Niederösterreich	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-MARG--9			
Bio Wien	Wiener Netze	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-WIEN--R			
Leoben	STW Leoben	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-LEOB--W			
Zell am See	Salzburg Netz	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-ZELLSEEU			
Strass	ENS	Biogasanlagenbetreiber	25W-BIO-STRASS-P			
Summe				27.804		
Grenzübergabepunkt						
Laa	Netz Niederösterreich		272G-LAA-CZ-AT-F	242.950	-	
Freilassing	Salzburg Netz		212000000000260T	260.000	-	
Summe				502.950	0	

Kapazitätsausweis 2020 für das Marktgebiet Tirol					ausweisbare Kapazität 2020	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare nominale Standardkapazität				1.464.707	841.179	
Biogas						
Schlitters	TIGAS	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-SCHLIT-A			
Strass	TIGAS	Biogasanlagenbetreiber	1 3W-BIO-STRASS-Y			
Summe						
Grenzübergabepunkt						
Pfronten	EVA		21Z000000000263N	nicht buchbar	nicht buchbar	
Kiefersfelden	TIGAS		21Z000000000038U	nicht buchbar	nicht buchbar	

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Kapazitätsausweis 2020 für das Marktgebiet Vorarlberg					ausweisbare Kapazität 2020	
Ort	NB	Netzzugangsberechtigter	EIC Code	SK Entry kWh/h	SK Exit kWh/h	
frei verfügbare nominale Standardkapazität				833.753	501.803	
Biogas						
Lustenau	VEN	Biogasanlagenbetreiber	13W-BIO-LUSTEN-G			
Frastanz	VEN	Biogasanlagenbetreiber	Biogas 11er			
Summe						
Grenzübergabepunkt						
Lindau	VNE		21Z000000000252S	nicht buchbar	nicht buchbar	
Höchst	VNE		13Z000000000102X	nur Notversorgung	nur Notversorgung	
Bangs	VNE		13Z000000000103V	nur Notversorgung	nur Notversorgung	
Rugell	VNE		13Z000000000101Z	nicht buchbar	501.847	
Summe					501.847	

Betriebs- und
Geschäftsgeheimnis

Quelle: AGGM, 2019

Im Marktgebiet Ost wird für Biogasanlagen eine Entry Standardkapazität von 27.804 kWh/h ausgewiesen (siehe Tabelle 13). Für Produktionsanlagen wird eine Entry Standardkapazität von 1.363.870 kWh/h ausgewiesen. Für Erdgasspeicher werden eine Entry Standardkapazität von 21.856.952 kWh/h und eine Exit Standardkapazität von 14.935.762 kWh/h ausgewiesen.

Im Cluster West beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 4.354.198 kWh/h und Exit Standardkapazität 2.822.488 kWh/h. Im Cluster Ost beträgt die frei verfügbare Kapazität Entry Standardkapazität 10.152.250 kWh/h und Exit Standardkapazität 10.333.550 kWh/h.

In Summe hat sich die frei verfügbare nominale Entry Standardkapazität verringert, das liegt daran, dass sich der Maximale Absatz im Marktgebiet Ost aufgrund von Kapazitätsverringeringen der Gaskraftwerke verringert hat. Es hat sich auch die Verteilung der frei verfügbare nominale Entry Standardkapazität zwischen dem hydraulischen Cluster West und Ost verändert. Grund dafür ist der nun höhere Ausspeicherdruck aus den Speichern im hydraulischen Cluster West.

Die frei verfügbare nominale Exit Standardkapazität hat sich im hydraulischen Cluster West geringfügig verringert. Grund dafür ist der geplante Rückbau der Netz NÖ West 1 Leitung. Zukünftig muss der Absatz entlang der Netz NÖ West 1 Leitung über die Netz NÖ West 2 Leitung transportiert werden, was die Möglichkeit für die Durchführung von Speichertransporten geringfügig reduziert.

Die frei verfügbare nominale Exit Standardkapazität im hydraulischen Cluster Ost hat sich erhöht. Dies wurde erreicht, indem die Fahrweise im Knoten Auersthal optimiert wurde und zusätzlich Gas im Rahmen der bestehenden Kapazitätsverträge aus der Fernleitung entnommen werden kann.

Im Marktgebiet Tirol und Vorarlberg steht sowohl Entry als auch Exit Standardkapazität zur Verfügung. Siehe dazu Tabelle 13.

Die Speicherunternehmen, Produzenten und Erzeuger von biogenen Gasen haben im November 2019 die Möglichkeit, auf Basis des Kapazitätsausweises 2020 ihre Jahresbestellungen für das Jahr 2020 im Wege der Verteilernetzbetreiber einzubringen.

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

7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation der Langfristigen Planung 2019

Der Bericht der Langfristigen Planung 2019, Ausgabe 1 wurde am 07.10.2019 zur Konsultation gestellt. Der Bericht wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht. Alle Marktteilnehmer wurden per E-Mail auf die Konsultation hingewiesen. Die Konsultation fand im Zeitraum vom 07.10.2019 bis 25.10.2019 statt.

Es wurde zwei Stellungnahmen zur Langfristigen Planung 2019 abgegeben. Die Stellungnahmen sind im Anhang 5 dem Bericht beigefügt.

AGGM bedankt sich für die eingebrachten Stellungnahmen.

7.1 Stellungnahme von Wiener Netze GmbH

AGGM kann die Argumentation nachvollziehen. Grundsätzlich ist es zweckmäßig Biogasanlagen an das Gasnetz mit einem geringen Betriebsdruck anzuschließen. Es ist jedoch nachvollziehbar, dass nicht an jedem beliebigen Ort des Ebene 2 und Ebene 3 Netzes aus technischen Gründen eine Biogasanlage angeschlossen werden kann. Jedenfalls ist eine individuelle Prüfung der technischen Gegebenheiten durchzuführen.

7.2 Stellungnahme von bayernets GmbH

AGGM begrüßt, dass von bayernets geplant ist, dass ab der Heizperiode 2020/2021 am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten eine zusätzliche Kapazität von 250 MW ausgewiesen werden soll. Ein höherer Kapazitätsausweis wird von AGGM entsprechend berücksichtigt.

AGGM wird die Anregung von bayernets bezüglich eines zweiten Grenzübergabepunktes mit TIGAS Erdgas Tirol GmbH erörtern und auf bayernets zukommen.

8 Zusammenfassung

8.1 Daten- und Prognosegrundlage

Die Langfristige Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilergbietes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Des Weiteren wurden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der Ten Year Network Development Plan als Referenz benutzt. Eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Stromübertragungsnetzes wurde durchgeführt. Die Langfristige Planung wurde mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt.

Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen Planung 2019 werden mit den Marktteilnehmern am Austrian Gas Infrastructure Development Day am 15.10.2019 diskutiert.

Wie in den letzten Langfristigen Planungen wird auch in der LFP 2019 die Absatzprognose in unterschiedlichen Szenarien dargestellt, wobei dem „Baseline Szenario“ (es werden keine weiteren Gaskraftwerke in Österreich umgesetzt) die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen wird.

8.2 Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen

Im Zuge der LFP19 wurde eine Leitungsverbindung zwischen Salzburg und Tirol untersucht, mit dem Ziel eine redundante Versorgung für die Endkunden im Pongau, Pinzgau und Tennengau zu erlangen und eine möglichst hohe Versorgungssicherheit für Tirol sicherzustellen. Es wurden eine Vielzahl von Varianten untersucht und mit unterschiedlichsten Lastfällen hydraulisch überprüft. Letztendlich sind die beiden Netzbetreiber Salzburg Netz GmbH und TIGAS-Erdgas Tirol GmbH gemeinsam mit AGGM zum Schluss gekommen, dass die zweckmäßigste Variante die Realisierung der Variante 1 ist, die eine Leitungsverbindung zwischen Saalfelden und Hochfilzen und Begleitmaßnahmen im Netz der Salzburg Netz GmbH vorsieht. Auf Basis der durchgeführten Studie wird das Projekt 2019/01 „Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil SNG“ und das Projekt 2019/02 „Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil TIGAS“ eingereicht.

Energienetze Steiermark GmbH hat ihr Gasnetz überprüft und ist zum Schluss gekommen, dass die Semmeringleitung DN300 (Passhöhe Semmering bis Donawitz) nur noch bis ca. 2025 mit dem derzeitigen maximalen Betriebsdruck (MOP) betrieben werden kann. Eine deutliche Verlängerung der technischen Einsatzfähigkeit der Semmeringleitung DN300 kann durch eine Reduktion des MOP auf ca. 16 barg erzielt werden. Um die Integrität des Ebene 1 Leitungsnetzes sicherzustellen wurde das Projekt 2019/03 „Ersatzinvestition: Leitungssegmentes Bruck/Mur – Donawitz“ eingereicht. Das Projekt sieht einen Bypass der „alten“ Semmeringleitung von Bruck/Mur bis nach St. Michael vor.

Aufgrund von Kapazitätsengpässen im Süden von Deutschland werden nach Vorgabe der BNetzA Kapazitätsverlagerungen von nicht gebuchten Kapazitäten von den Grenzübergabepunkten hin zu innerdeutschen Abnahmepunkten durchgeführt. Deshalb musste AGGM, wie bereits auch letztes Jahr, in der Jahresauktion die gesamte vermarktete Kapazität an den Grenzübergabepunkten Lindau und Zone Kiefersfelden/Pfronten kontrahieren. In der Quartalsauktion wurden die gesamte vermarktete Kapazität für die Quartale Q4/2019 und Q1/2020 kontrahiert. Eine jahreszeitlich strukturierte Kapazitätsbuchung die auf die Bedarfe der

Endkunden abgestimmt ist, war dadurch nicht möglich, was zu einer zusätzlichen Kostenbelastung für Vorarlberg und Tirol führt. Die zusätzlich erforderliche gesicherte Kapazität für die Wintermonate für die Zone Kiefersfelden/Pfronten wird wie letztes Jahr beschafft, indem unterbrechbare Kapazität mit Lastflusszusagen abgesichert wird.

Durch die geplante Stilllegung von Teilen der Netz NÖ West 1 Leitung (Verteilernetz Ebene 2 Leitung) werden die Endkunden im Westen von Niederösterreich teilweise über andere Transportrouten versorgt. Die Umsetzung des Projektes 2018/02 „Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau“ ist dadurch erforderlich.

In der Langfristigen Planung 2019 wurden wie im Jahr zuvor ebenfalls die Ersatzinvestitionen analysiert und mit aufgenommen. Bei Umsetzung der Projekte 2016/01, 2016/03, 2017/01, 2018/01, 2018/03 und 2018/04 werden die jedenfalls erforderlichen Ersatzinvestitionen realisiert, die für einen sicheren Betrieb des Leitungsnetzes notwendig sind.

Der Bescheid zur Langfristigen Planung 2018 wurde unter fünf Auflagen genehmigt. Die Auflagen 2.a., 2.b. und 2.c. wurden bereits erfüllt und E-Control Austria übermittelt. Die Inhalte der Auflagen 2.d. und 2.e. wurden bereits erarbeitet und in den Bericht der LFP 2019 Ausgabe 1 integriert.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass wenn die Projekte der Langfristigen Planung 2019 umgesetzt werden, alle zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden können.

Abkürzungsverzeichnis

AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
APG	Austrian Power Grid
barg	Bar Überdruck
BGG	Betriebs- u. Geschäftsgeheimnis
BHKW	Blockheizkraftwerk
BM	Baumgarten
CO ₂	Kohlendioxid
DN	Normdurchmesser
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
ECA	E-Control Austria
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas
EVA	Erdgasversorgung Ausserfern
FZK	Frei Zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
H ₂	Wasserstoff
ENS	Energienetze Steiermark
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunden
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunden
LFP	Langfristige Planung
LNG	Liquified Natural Gas
MW	Megawatt
NB	Netzbetreiber
NB_MAX	Absatzmodell Netzgebietsmaximum
NEKP	Nationaler Energie und Klimaplan
NCG	Marktgebiet Net Connect Germany
Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH
Nm ³ /h	Normalkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C; 1013 mbar)
O ₂	Sauerstoff
OK	Oberkappel
ÖVGW	Österreichische Vereinigung für das Gas- und Wasserfach
PN	Nenndruck
PtG	Power-to-Gas
PVS	Primärverteilsystem (PVS1 = Fernleitung, PVS2 = Verteilergebieteleitungen)
RAG	RAG Austria AG
RAG ES	RAG Energy Storage GmbH
SLP	Standardlastprofil
TAG	Trans Austria Gasleitung GmbH
TWh	Terrawattstunden
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
VG_MAX	Absatzmodell Verteilergebiete maximum
VHP	Virtueller Handlungspunkt
WAG	West Austria Gasleitung
WES	Wien Energie Speicher

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Stromerzeugung vs. Stromverbrauch Annahme Windx3, PVx9	8
Abbildung 2:	Power-to-Gas Konzept	9
Abbildung 3:	Speichertechnologien in Abhängigkeit der Energiemenge und der Speicherdauer	10
Abbildung 4:	Schema zu Untergrund Sun Storage	11
Abbildung 5:	Schema zu Underground Sun Conversion	11
Abbildung 6:	Transformierbare Energie aus dem Stromnetz und Umwandlung per Elektrolyse in Wasserstoff und Einspeisung in das Verteilernetz im MG Ost in Abhängigkeit der Wasserstoffvorbelastung	12
Abbildung 7:	Wasserstoff Einspeisepotential in das Fernleitungsnetz im MG Ost in Abhängigkeit der Wasserstoffvorbelastung	13
Abbildung 8:	Entwurf der Potentiallandkarte für Power-to-Gas	15
Abbildung 9:	Beispiel für die Veränderung der Gasbeschaffenheit	16
Abbildung 10:	Überblick der Wasserstofftoleranz ausgewählter Elemente im Gasnetz.	17
Abbildung 11:	Biogaspotential Österreich	18
Abbildung 12:	Regionalisiertes Biogaspotential aus Reststoffen	19
Abbildung 13:	Aktuelle Biogaseinspeisung	20
Abbildung 14:	Darstellung bestehender Biogasanlagen im österreichischen Gasnetzgebiet.	21
Abbildung 15:	Methodik für die Erstellung der Biogaslandkarte.	23
Abbildung 16:	Darstellung der Absatzszenarien	31
Abbildung 17:	Konsequenzen aus den Absatzszenarien für die Speicher	55
Abbildung 18:	Schematische Darstellung der Variante 1	59
Abbildung 19:	Schematische Darstellung der Variante 2	59
Abbildung 20:	Schematische Darstellung der Variante 3	60
Abbildung 21:	Schematische Darstellung der Variante 3a	60
Abbildung 22:	Schematische Leitungsdarstellung der Ersatzinvestition Bruck/Mur - Donawitz	66
Abbildung 23:	Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Lindau im GJ 2019	68
Abbildung 24:	Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Lindau im GJ 2020	68
Abbildung 25:	Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten im GJ 2019	70
Abbildung 26:	Kapazitätsbuchung am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten im GJ 2020	70
Abbildung 27:	Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen Planung 2019	80

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2019	28
Diagramm 2:	Angepasster Verbrauch der SLP Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2019	29
Diagramm 3:	Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und Heizgradtage absolut im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2019	30
Diagramm 4:	Angepasster Verbrauch der LPZ Kunden von Oktober bis April und durchschnittliche Heizgradtage im Marktgebiet Ost in den Gasjahren 2011 bis 2019	30
Diagramm 5:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost	33
Diagramm 6:	Absatzszenarien, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	35
Diagramm 7:	Baseline Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	35
Diagramm 8:	Maximal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	36
Diagramm 9:	Minimal Szenario, Jahresabsatz, Marktgebiet Ost	36
Diagramm 10:	Absatzszenarien, Jahresabsatz der Kraftwerke, Marktgebiet Ost	37
Diagramm 11:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg	38
Diagramm 12:	maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol	39

Tabellenverzeichnis

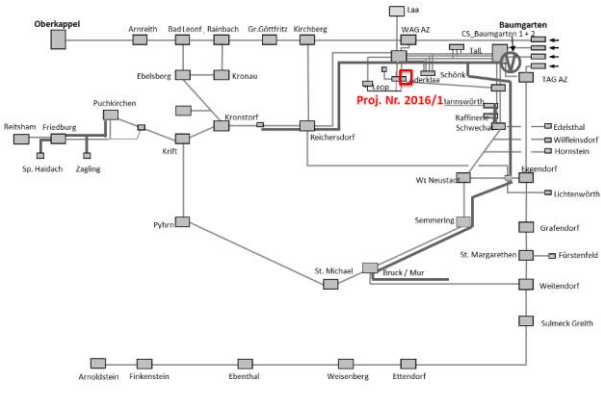
Tabelle 1:	In der LFP 2019 berücksichtigte Kraftwerksleistung	27
Tabelle 2:	Speicher, gebuchte Kapazität, Stand 05.08.2019	41
Tabelle 3:	Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs	42
Tabelle 4:	Inlandsproduktion, gebuchte Entry Kapazität, Stand 17.7.2018	43
Tabelle 5:	Biogasanlagen, gebuchte Entry Kapazität, Stand 05.08.2019	44
Tabelle 6:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen Planung 2018	46
Tabelle 7:	Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente die im Planungszeitraum 2019 bis 2028 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.	49
Tabelle 8:	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938	50
Tabelle 9:	Zuordnungstabelle LFP Projekt – Kapitel Projektbegründung	56
Tabelle 10:	Weiterführung von genehmigten Projekten	77
Tabelle 11:	Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte	78
Tabelle 12:	Investitionsvolumen der Projekte der LFP 2019	79
Tabelle 13:	Kapazitätsausweis 2020	81

Anhang 1

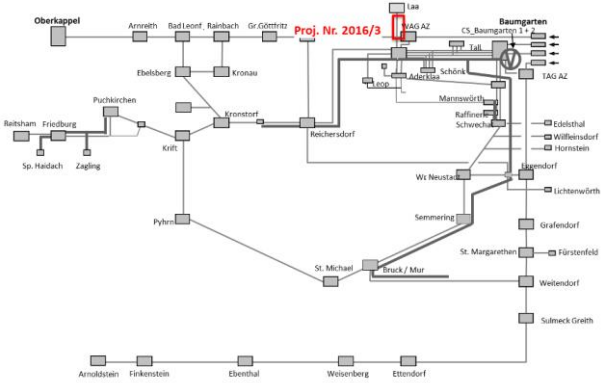
Planungsfall: LFP 2019

**Ausgabe: 2
LFP19 A2; Einreichung bei E-Control Austria**

Projekt-Nr.	Projektname	Projektträger	Geplante Fertigstellung	Status/Ausgabe	
2016 / 01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	10/2021	in Umsetzung	4
2016 / 03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2020	in Umsetzung	3
2017 / 01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2019	in Umsetzung	3
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	09/2022	in Umsetzung	2
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	Netz Niederösterreich GmbH	12/2020	in Umsetzung	3
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz Niederösterreich GmbH	12/2025	in Umsetzung	2
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	Netz Niederösterreich GmbH	12/2021	in Umsetzung	2
2019/01	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG	Salzburg Netz GmbH	09/2022	neu	2
2019/02	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH	09/2022	neu	2
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz	Energienetze Steiermark GmbH	12/2025	neu	1

Projektnummer:	2016 / 01		
Projektname:	Ersatzinvestition Leitung G00 006		
Ausgabe:	4	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2019
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	10/2021
Datum:	10.09.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 006 (DN 200, PN64) damit die Versorgung der Endkunden aufrechterhalten werden kann.		
Projektbeschreibung:	 <p>Um die Versorgungssituation zukünftig wesentlich zu verbessern, soll die G00-006 teilweise aufgelassen werden. Dafür ist die G00-025 mit einer Schieberstation auszustatten, von deren Bypass die NNÖ Abnehmer von beiden Sektionsseiten der Pipeline G00-025 im Fall von Arbeiten ohne Unterbrechung versorgt werden können. Die neue Schieberstation Helmahof wird in PN70 und nach neuestem Standard automatisiert ausgeführt. Somit ist neben der Versorgungssicherheit auch die Sicherheit im Fall eines Leitungsschadens durch eine Fernabschaltung vom Disponenten in höchstem Maße umgesetzt.</p> <p>Die Zuleitung von dieser neuen Schieberstation zu den Anbindepunkten der NNÖ Abnehmer D.Wagram und dem Asphaltwerk wird auf der Trasse der G00-006 in einer Leitungsdimension von DN100/PN70 und einer Länge von 1,7km neu errichtet.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Gasleitung: Länge:1,7 km Durchmesser: DN 100		

Nenndruck: PN 70 Schieberstation in der G00 025 Beidseitige Anspeisung der zu errichtenden Leitung DN 100 Nenndruck: PN70
Ökonomische Daten: Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018 Ausbauschwelle: keine
Ausbauschwelle:
Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP17 A1): Projektstart, Fertigstellung, Projektstatus Von A2 (LFP17 A1) auf A3 (LFP18 A1): Projektziel, Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten Von A3 (LFP18 A1) auf A4 (LFP19 A1): Fertigstellung

Projektnummer:	2016 / 03		
Projektname:	Ersatzinvestition der Leitung G00 011		
Ausgabe:	3	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	09/2015
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2020
Datum:	12.10.2018	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Ersatz der bestehenden Rohrleitung G00 011, welche von Auersthal nach Laa an der Thaya führt (DN 300, ca. 51 km, PN 64), durch eine neue Leitung im selben Durchmesser, damit der Betrieb aufrechterhalten werden kann.		
Projektbeschreibung:	 <p>Die bis dato noch nicht erneuerten Teilstücke der Leitung G00 011 sind durch eine neue Leitung zu ersetzen. Die Trassenführung wird derart angepasst, dass besiedelte Gebiete gemieden werden.</p> <p>Die bis dato von der G00 011 versorgten Gebiete werden auch weiterhin angebunden.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	Gasleitung: Länge: 51 km Durchmesser: DN 300 Nenndruck: PN 70		

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018

Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

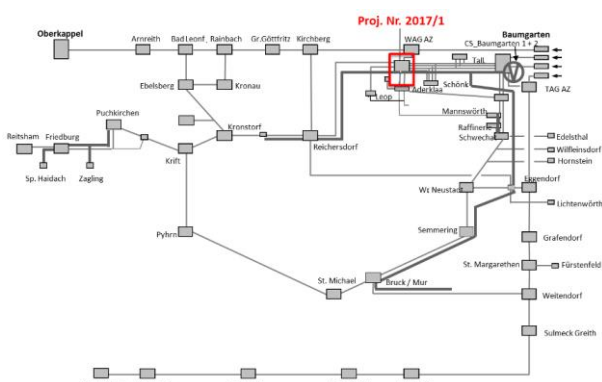
Von A1 (LFP2016 A1) auf A2 (LFP2017 A1): Projektstatus

Von A2 (LFP2017 A1) auf A3 (LFP2018 A1): Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

Projektnummer:	2017 / 01		
Projektname:	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems		
Ausgabe:	3	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2017
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2019
Datum:	10.09.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt

Projektziel:
Trennung des von OMV E&P genutzten Ausblasesystem in der KS Auersthal

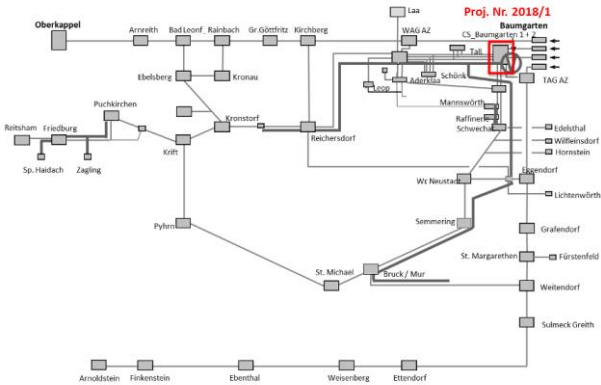
Projektbeschreibung:



Das Ausblasesystem in der Kompressorstation Auersthal wird von OMV E&P AUT betrieben und von GCA mitgenutzt. Im Rahmen des Projektes wird die Trennung voneinander durchgeführt und somit ein von OMV E&P AUT unabhängiger Betrieb der Systeme erwirkt. Das gesamte Ausblasesystem, das aus einigen über die Anlage verteilten Ausblasesstellen besteht, soll auf einen neuen Ausblaseturm inkl. Schalldämpfer reduziert werden. Dies dient zur Erhöhung der Sicherheit, zur Reduktion der Lärm- u. Methanemissionen, sowie des Arbeitsaufwandes bei Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten. Das neu zu errichtende System soll den derzeit gültigen Standards entsprechen.

Es soll eine Ausblasesammelleitung errichtet werden, in welche Ausbläser der GCA Anlagenteile und die Ausbläser der Pipelines eingebunden werden. Die Drucklosmachung erfolgt über die G00-101, die Heißfackel von OMV E&P AUT und einen Stationsausbläser der GCA. Im Falle von Wartungs- und Instandhaltungstätigkeiten, soll die in den jeweiligen Stationsbereichen innerhalb der Rohrleitungen eingeschlossene Gasmenge gezielt einer Pipeline mit niedrigerem Druckniveau (G00-101) zugeführt werden. Die restliche Niederdruckmenge wird über die Heißfackel verbrannt bzw. im GCA Kaltausbläser restentspannt. Zur

<p>Drucklosmachung der G00-101 wird die Regelstrecke vom Ausblasesystem in die G00-101 in Rückfahrweise betrieben.</p>
<p>Besonders zu beachten:</p>
<p>Öffentliches Interesse:</p>
<p>Technische Daten: Bereiche, die in das Ausblasesystem eingebunden werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Drucklosmachung der Leitung G00-035 • EVN1 und EVN2 Ausblaseleitung • Molchschleusen G00-011, G00-025, G00-101, G00-040, G00-023 • Einbindepunkt Auersthal West 4 • Messtrecken EVN1, EVN2, G00-011, G00-101 • Filterseparatoren WAG, ÜMS
<p>Ökonomische Daten: Investitionskosten: ██████████ [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018 Ausbauschwelle: keine</p>
<p>Ausbauschwelle:</p>
<p>Änderung zur letzten Ausgabe: Von A1 (LFP2017 A1) auf A2 (LFP2018 A1): geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, Technische Daten, Ökonomische Daten Von A1 (LFP2018 A1) auf A2 (LFP2019 A1): Projektstatus</p>

Projektnummer:	2018/01		
Projektname:	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)		
Ausgabe:	2	Projektträger:	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2018
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	09/2022
Datum:	10.09.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Wiederherstellung der Verteilergebietsanlage der Station Baumgarten, die nach dem Zwischenfall am 12.12.2017 beschädigt wurden inkl. Herstellung von Provisorien, damit die Kapazitätsunterbrechungen gering gehalten werden können.		
Projektbeschreibung:	 <p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> • Redundante Stromversorgung (umgesetzt) • Neubau Heizhaus (umgesetzt) • Filter Eingangsleitungen PVS2 Sanierung (umgesetzt) • PVS Knoten Wiederaufbau (Planungsphase) • EXBMG17 Instandsetzung (Anteil VG), PVS2 Eingangsleitungen (im Zuge PVS Konten Wiederaufbau) • EXBMG17 Instandsetzung (Anteil VG), Gebäude und Infrastruktur (umgesetzt) • EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG), G00-035 Fahrweg (umgesetzt) • EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG), G00-023 Fahrweg (umgesetzt) • EXBMG17 Provisorien PVS (Anteil VG), Kollektor 2 Fahrweg (umgesetzt) 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:			

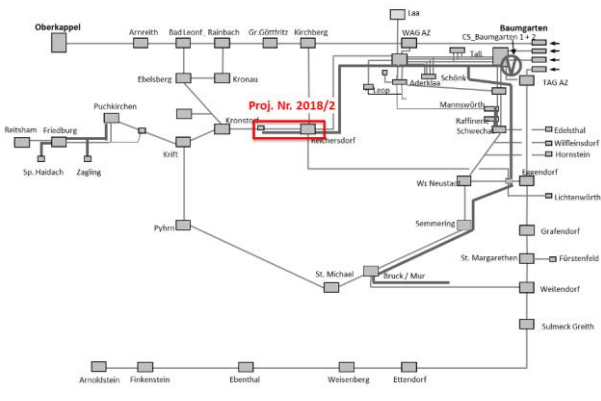
Ökonomische Daten:

Voraussichtliche Investitionskosten [BGG] (die Investitionskosten für das Teilprojekt Filter Eingangsleitungen PVS2 Sanierung sind im Projekt 2016/05 integriert; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2018

Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP2018 A1) auf A2 (LFP2019 A1): geplante Fertigstellung, Projektbeschreibung, zu beachten

Projektnummer:	2018/02		
Projektname:	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau		
Ausgabe:	3	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2019
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2020
Datum:	10.09.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau damit die Endverbraucher entlang der Netz NÖ West 1 Leitung sicher versorgt werden können		
Projektbeschreibung:	 <p>Um die entsprechenden Gasmengen nach Auflassung der Einspeisung in Auersthal von der West 2 in die West 1 Leitung über die Stationen Traismauer und Hart überspeisen zu können sind Adaptionen erforderlich. Die Station Traismauer wird auf eine maximale Kapazität von 80.000 Nm³/h ausgebaut. Um die Station Hart zu entlasten wird eine zusätzliche Regelanlage in der bestehenden Station Doislau (Q_{max} = 40.000 Nm³/h) errichtet.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	<p>Station Traismauer:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nenndruck: PN70 • Max. Kapazität: 80.000 Nm³/h <p>Station Doislau</p> <ul style="list-style-type: none"> • Nenndruck: PN70 • Max. Kapazität: 40.000 Nm³/h 		

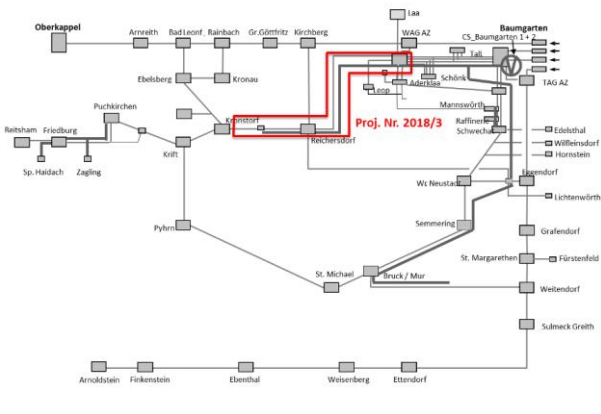
Ökonomische Daten:

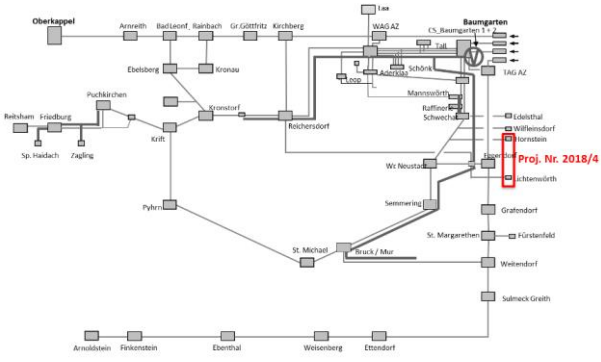
Investitionskosten: [REDACTED] [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018

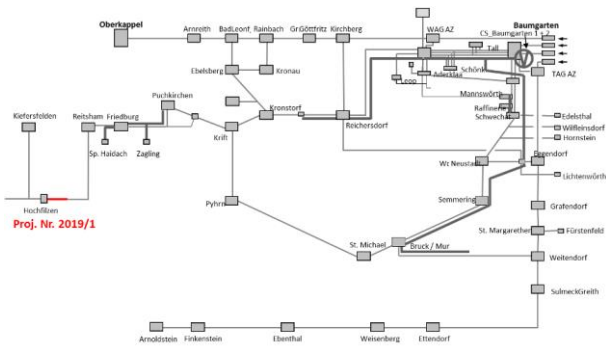
Ausbau Schwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP18, A1) auf A2 (LFP18, A2): Ökonomische Daten

Von A2 (LFP18, A2) auf A3 (LFP19, A1): Projektstatus

Projektnummer:	2018/03		
Projektname:	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	01/2020
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2025
Datum:	10.09.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Adaptierung von 7 Schieberhäuser um diese auf den Stand der Technik zu bringen.		
Projektbeschreibung:	 <p>Erneuerung der Stationseinbauten um die Schieberhäuser auf den Stand der Technik zu bringen und Abtrennung der Netz NÖ Leitung West 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Schieberhaus Auersthal und Zaina <p>Erneuerung von 5 weiteren Schieberhäusern um die Stationseinbauten auf den Stand der Technik zu bringen.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	es erfolgt keine Redimensionierung		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [REDACTED] [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:	Von A1 (LFP18 A1) auf A2 (LFP19 A1): Projektstatus		

Projektnummer:	2018/04		
Projektname:	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Netz Niederösterreich GmbH
Projektstatus:	in Umsetzung	Projektstart:	02/2019
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2021
Datum:	10.09.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Adaptierung der Stationen um die Stationselemente auf den Stand der Technik zu bringen.		
Projektbeschreibung:	 <p>Die technischen Stationselemente der beiden Netzübergabestationen Lichtenwörth und Hornstein haben ihre technische Lebensdauer erreicht. Beide Stationen sind vollständig neu zu überarbeiten und auf den Stand der Technik zu bringen.</p> <p>Folgende Anlagenteile werden erneuert:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Mengengeräte inkl. Mengenumwerter • Fernwirk-, Visualisierungs- und Automatisierungseinrichtungen • Batterieraum • Mengenregel- und Druckbegrenzungseinrichtungen 		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:			
Technische Daten:	es erfolgt keine Kapazitätserhöhung		
Ökonomische Daten:	Investitionskosten: [REDACTED] [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018		
Ausbauschwelle:			
Änderung zur letzten Ausgabe:	Von A1 (LFP18 A1) auf A2 (LFP19 A1): Projektstatus, Projektstart		

Projektnummer:	2019/01		
Projektname:	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG		
Ausgabe:	2	Projektträger:	Salzburg Netz GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2020
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	09/2022
Datum:	14.11.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Ziel des Projektes ist es die Versorgungssicherheit (mit Erdgas und in einer langfristigen Perspektive mit gasförmigen Energieträgern, z.B. Erneuerbaren Gas/Synthetischem Gas/Sektorkopplung) im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Um das Projektziel zu erreichen sind im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH folgende Ausbaumaßnahmen zu realisieren:</p> <p>Maßnahme 1: Ersatz der PN16 Leitung zwischen Puch und Vigaun, durch eine Leitung DN 300 / MOP 70 unter Einbeziehung des bereits errichteten Leitungssegments zwischen Hallein und Vigaun.</p> <p>Maßnahme 2: Umbau von 12 HD-Gasdruckregelstationen auf MOP70</p> <p>Maßnahme 3: Errichtung des Leitungssegments von Saalfelden nach Hochfilzen in DN300 / MOP70. In Saalfelden bindet die Leitung direkt an das Bestandsnetz ein. In Hochfilzen endet die Leitung an der Landesgrenze zwischen Salzburg und Tirol.</p> <p>Umsetzungsplan:</p> <p>Detailplanung: 1.1.2020 bis 1.4.2021</p> <p>Umsetzung: 1.4.2021 bis 30.9.2022</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/02 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS" zu errichten.</p> <p>Die Umsetzung des Projekts ist nur dann zweckmäßig, wenn die Aufrechterhaltung des COSIMA-Modells möglich ist. Zusätzliche wirtschaftlich positive Effekte wie z.B. die Vermarktung von Kapazitäten zwischen dem Marktgebiet Ost und dem Marktgebiet Tirol sollen berücksichtigt werden.</p>		

Öffentliches Interesse:

Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:

Das Projekt dient dazu gemäß § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine derzeit nicht gegebene aber notwendige (n-1)-Versorgungssicherheit der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt werden und die Versorgungssicherheit im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH deutlich erhöht werden.

Andererseits ist das Projekt geeignet um gemäß § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an firm (fest buchbare) Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zu decken.

Technische Daten:

Maßnahme 1: Leitungslänge: ca. 4,5 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg

Maßnahme 2: Umbau von 12 Abzweigstationen auf MOP 70 barg

Maßnahme 3: Leitungslänge: ca. 18 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg

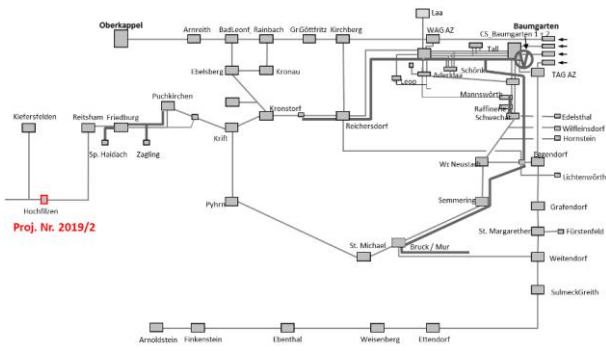
Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber; Kostenbasis 2019

Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von: A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP19 A2): Besonders zu beachten

Projektnummer:	2019/02		
Projektname:	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS		
Ausgabe:	2	Projektträger:	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	01/2020
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	09/2022
Datum:	14.11.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	<p>Ziel des Projektes ist es die Versorgungssicherheit (mit Erdgas und in einer langfristigen Perspektive mit gasförmigen Energieträgern, z.B. Erneuerbaren Gas/Synthetischem Gas/Sektorkopplung) im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen.</p>		
Projektbeschreibung:	 <p>Um das Projektziel zu erreichen sind im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH folgende Ausbaumaßnahmen zu realisieren:</p> <p>Maßnahme 1: Errichtung einer Reduzierstation für die Flächenversorgung in Hochfilzen von PN 70 auf MOP 4 barg inklusive Ertüchtigungsmaßnahmen für den Leitungsabschnitt DN300 / MOP 70 bar zwischen St. Johann und Hochfilzen.</p> <p>Maßnahme 2: Errichtung der bidirektional betreibbaren Übergabestation in Hochfilzen (inkl. Gaschromatograph).</p> <p>Maßnahme 3: Errichtung des Leitungssegments von der Übergabestation Hochfilzen bis zur Landesgrenze Salzburg/Tirol in DN300 / PN 70 bar.</p> <p>Umsetzungsplan:</p> <p>Detailplanung: 1.1.2020 bis 1.4.2021 Umsetzung: 1.4.2021 bis 30.9.2022</p>		
Besonders zu beachten:	<p>Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/01 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG" zu errichten.</p> <p>Die Umsetzung des Projekts ist nur dann zweckmäßig, wenn die Aufrechterhaltung des COSIMA-Modells möglich ist. Zusätzliche wirtschaftlich positive Effekte wie z.B. die Vermarktung von Kapazitäten zwischen dem Marktgebiet Ost und dem Marktgebiet Tirol sollen berücksichtigt werden.</p>		

Öffentliches Interesse:

Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:

Das Projekt dient dazu gemäß § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine derzeit nicht gegebene aber notwendige (n-1)-Versorgungssicherheit der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt werden und die Versorgungssicherheit im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH deutlich erhöht werden.

Andererseits ist das Projekt geeignet um gemäß § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an firm (fest buchbare) Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zu decken.

Technische Daten:

Maßnahme 1: Reduzierstation PN 70 auf MOP 4barg und Ertüchtigungsmaßnahmen

Maßnahme 2: bidirektional betreibbare Übergabestation, Messung, Regelung,

Q_{max} 50.000 Nm³/h (2.500 Bm³/h), MOP 70barg,

Maßnahme 3: Leitungslänge 0,5 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg

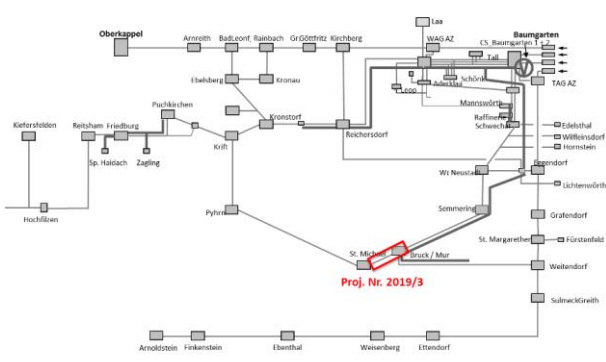
Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber; Kostenbasis 2019

Ausbauschwelle: keine

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von: A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP19 A2): Besonders zu beachten

Projektnummer:	2019/03		
Projektname:	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz		
Ausgabe:	1	Projektträger:	Energienetze Steiermark GmbH
Projektstatus:	neu	Projektstart:	10/2020
Umsetzungsdauer:		Geplante Fertigstellung:	12/2025
Datum:	10.09.2019	Tatsächliche Fertigstellung:	unbekannt
Projektziel:	Ersatz des Leitungssegments Bruck/Mur - Donawitz und Aufrechterhaltung der hydraulischen Funktionalität des Ebene 1 Netzes		
Projektbeschreibung:	 <p>Um die technische Verfügbarkeit der Semmeringleitung zu verlängern wird beabsichtigt den maximalen Betriebsdruck von 64atü auf 16barg zu reduzieren. Um die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Netzes aufrecht zu erhalten muss die Station A5 mit der Pyhrnleitung verbunden werden. Die beste Lösung stellt die großräumige nördliche Umfahrung von Leoben dar.</p>		
Besonders zu beachten:			
Öffentliches Interesse:	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Einerseits ist das Projekt erforderlich um gemäß § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an firm Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Energienetze Steiermark GmbH zu decken und</p> <p>andererseits dient das Projekt dazu gemäß § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Verteilernetzes auf dem bisherigen Versorgungssicherheits Niveau beibehalten werden.</p>		

Technische Daten:

Leitung Station A5 - Station 20

- Länge: 28,5 km
- Durchmesser: DN300
- MOP: 70 barg

Mess- und Regelstation Station 20:

- Qmax: 50.000 Nm³/h, 2.500 Bm³/h
- MOP: 70 barg
- Paus: 16 barg

Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [REDACTED] [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2019

Ausbauschwelle: Keine

Ausbauschwelle:**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Anhang 2

Anhang

„Simulationsparameter Kapazitätsausweis“

Inhaltsverzeichnis

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

1 Entry- Exit Punkte

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

Marktgebiet	Art des Entry / Exit Punktes	Entry /Exit Cluster	Ort	Netzbetreiber	EIC Code	EIC-Alias	Entry	Exit	
Marktgebiet Ost	Biogas		Engerwitzdorf	Netz OÖ	25W-BIO-ENGERW-W	BIO-ENGERW-OOFG	x		
			Asten	LINZ Gas Netz	25W-BIO-ASTEN--T	BIO-ASTEN-OOFG	x		
			Salzburg Bio	SNG	25W-BIO-EUGEND-J	BIO-EUGEND-SAG	x		
			Steindorf	SNG	25W-BIO-STEIND-H	BIO-STEIND-SAG	x		
			Bruck / Leitha	Netz NÖ	25W-BIO-BRUCK--7	BIO-BRUCK-EVN	x		
			Wr. Neustadt	Netz NÖ	25W-BIO-WRNEUSTH	BIO-WRNEUST-EVN	x		
			St. Margarethen	Netz NÖ	25W-BIO-MARG---9	BIO-MARG-EVN	x		
			Bio Wien	Wiener Netze	25W-BIO-WIEN---R	BIO-WIEN-WEG	x		
			Zell am See	SNG	25W-BIO-ZELLSEEU	BIO-ZELL-SAG	x		
		Strass	ENS	25W-BIO-STRASS-P	BIO-STRASS-NGS	x			
	Produktion		Puchkirchen	Netz OÖ	AGGM-PRODPUC-RAG	PRODPUC-OOFG-RAG	x		
			Fried/Aigl/Haid	Netz OÖ	AGGM-PRODFAH-RAG	PRODFAH-OOFG-RAG	x		
			virt. Sonst	Netz OÖ	25W-PRODOO-RAG-1	PRODOO-OOFG-RAG	x		
			Thann	Netz OÖ	25W-OMVAUS----1W		x		
			virt. Summe	SNG	25W-PRODSBG-RAGE	PRODSBG-SAG-RAG	x		
			virt. Summe	GCA	25W-PRODNO-OMV-5	PRODNO-PVS-OMV	x		
			virt. Summe	Netz NÖ	AGGM-PRODEVN-OMV	PRODNO-EVN-OMV	x		
	Grenzübergabepunkt		Freilassing	SNG	21Z00000000260T	FREILA-DE-AT	x		
			Laa	Netz NÖ	27ZG-LAA-CZ-AT-F	G-LAA-CZ-AT	x		
	Speicher	Cluster West		Puchkirchen	Netz OÖ	25W-SPPUCHK-RAGA	SPPUCHK-OOFG-RAG	x	x
				Fried/Aigl/Haid	Netz OÖ	25W-SPF-A-H-RAGV	SPFAH-OOFG-RAG	x	x
				7 Fields	Netz OÖ	25W-SP7FZA-EGS-6	SP7FZA-OOFG-EGS	x	x
				7 Fields	Netz OÖ	25W-SPNZ-RAGES-Q	SPNZ-OEFG-RAGES	x	x
Cluster Ost			Speicher Wien	Wiener Netze	25W-SPWIEN-WEG-J	SPWIEN-WEG-WEG	x	x	
			SP NÖ	GCA	25W-SPNO-OMV--Z	SPNO-PVS-OMV	x	x	
Marktgebiet Tirol	Biogas		Schlitters	TIGAS	13W-BIO-SCHLIT-A	BIO-SCHLITTE-TIG	x		
			Strass	TIGAS	1 3W-BIO-STRASS-Y	BIO-STRASS-TIG	x		
Marktgebiet Vorarlberg	Biogas		Lustenau	VEN	13W-BIO-LUSTEN-G	BIO-LUSTENAU-VNE	x		
			Frastanz	VEN	13W-BIO-FRAST--P	Biogas 11er	x		
	Grenzübergabepunkt		Ruggell	VEN	13Z000000000101Z	RUGGELL-AT-LI		x	

2 Randbedingungen

2.1 Absatz

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

	Absatz im Verteilergebiet Ost		Absatz im Verteilergebiet Tirol		Absatz im Verteilergebiet Vorarlberg	
	Nm ³ /h	kWh/h	Nm ³ /h	kWh/h	Nm ³ /h	kWh/h
minimaler Absatz	300.000	3.390.000	11.000	123.860	5.000	56.350
	800.000	9.040.000	20.000	225.200	10.000	112.700
	130.000	1.469.000	40.000	450.400	20.000	225.400
	1.800.000	20.340.000	60.000	675.600	30.000	338.100
			80.000	900.800	40.000	450.800
			100.000	1.126.000	50.000	563.500
maximaler Absatz	2.300.000	25.990.000	130.200	1.466.052	74.530	839.953
					60.000	676.200
					70.000	788.900

Als maximaler Absatz im Verteilergebiet wird der maximale historische Absatz angesetzt.

2.2 Netzkopplungspunkte Fernleitung <-> Verteilergebiet

Die im Kapazitätsausweis 2019 zugrunde gelegten Kapazitäten an den Netzkopplungspunkten Fernleitung <->Verteilergebiet sind im Kapitel 2.3.2.1 der Langfristigen Planung 2019 aufgelistet.

2.3 Gastemperatur

Die Gastemperatur wird für den Kapazitätsausweis mit 10° C angesetzt

2.4 Gaszusammensetzung

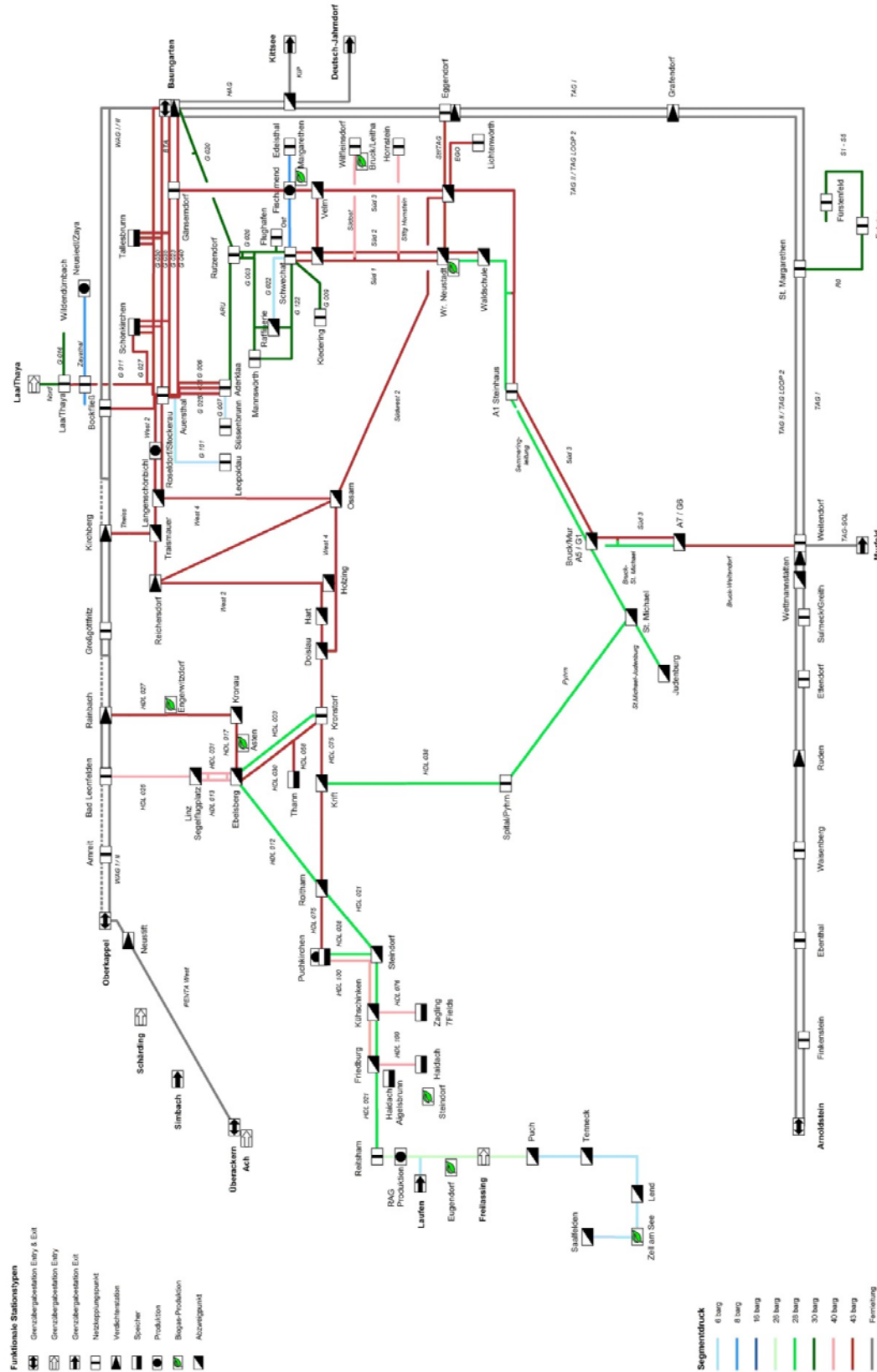
Bei den hydraulischen Simulationen wurde folgende Gaszusammensetzung angenommen.

		Verteilergebiet Ost	Verteilergebiet Tirol	Verteilergebiet Vorarlberg
Methan	[%]	97,23%	97,50%	97,62%
Stickstoff	[%]	0,43%	0,45%	0,47%
Ethan	[%]	1,31%	1,17%	1,10%
Propan	[%]	1,03%	0,88%	0,81%
Brennwert	[kWh/Nm ³]	11,3	11,26	11,27

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

3 Prüfkriterien

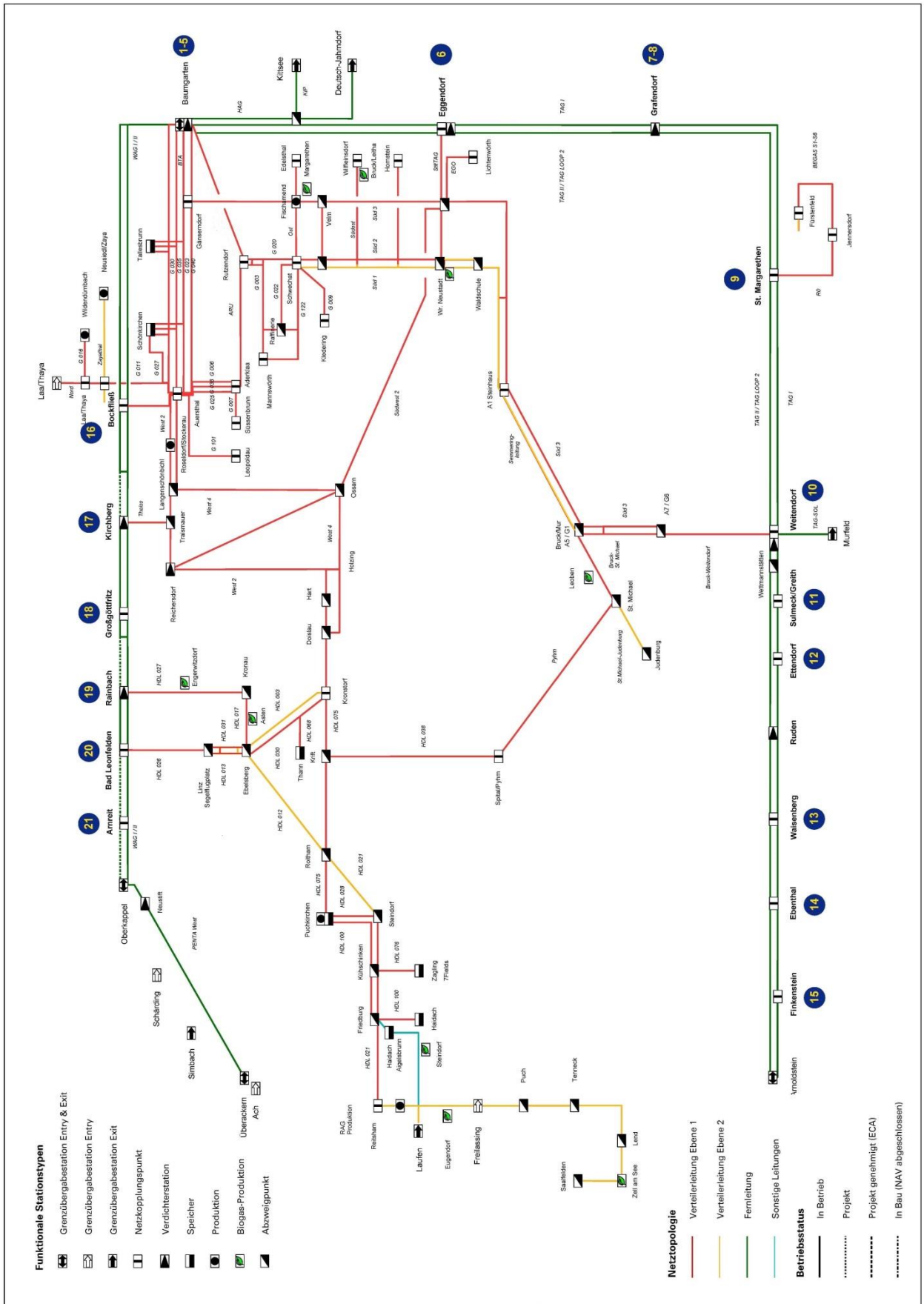
Die in der folgenden Grafik dargestellten Segmentdrücke je Leitungssegment wurden als Prüfkriterien herangezogen. Der Druck in einem Leitungssegment darf bei einem gültigen Simulationslauf nicht unter dem Segmentdruck liegen.

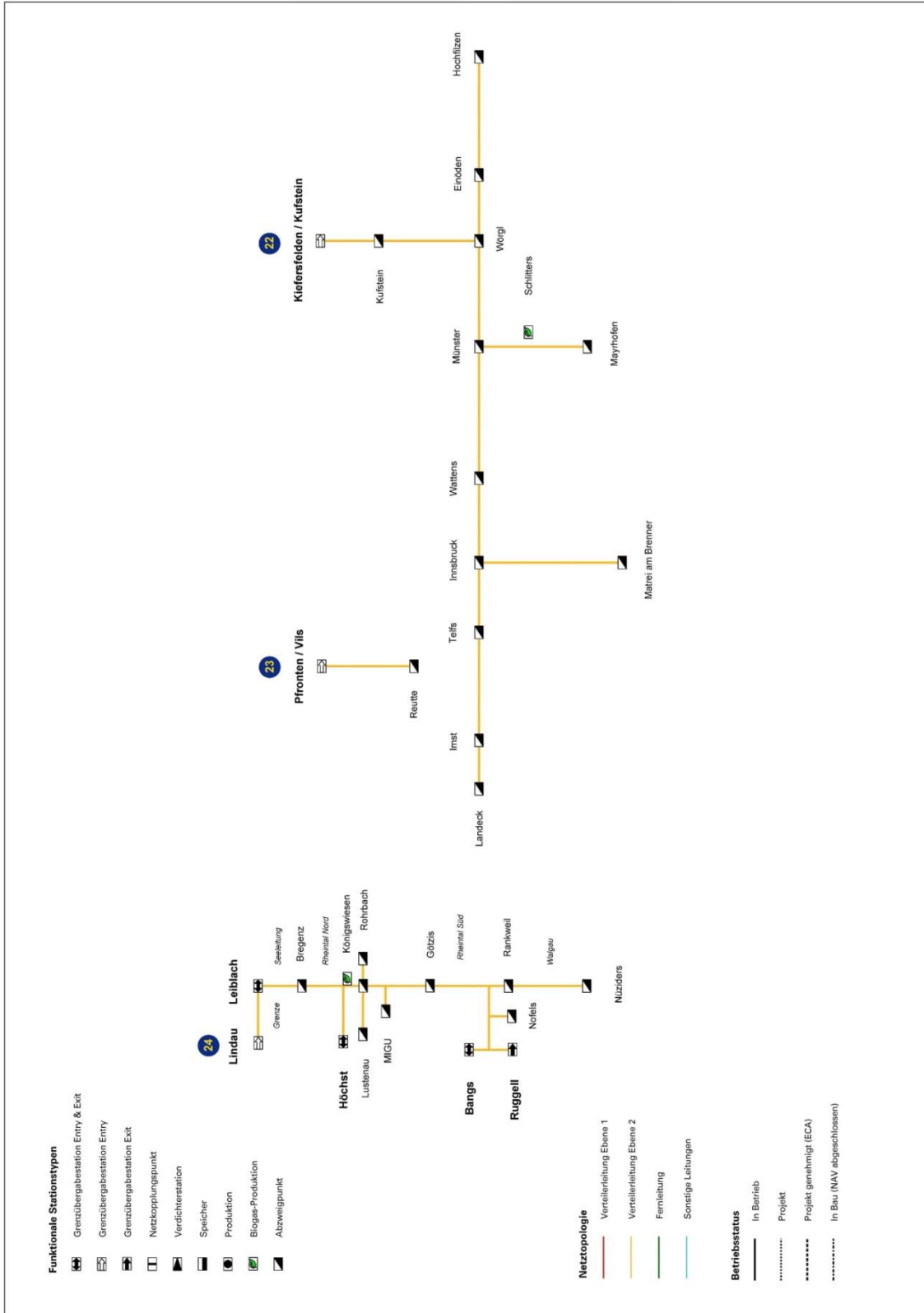


4 Simulationsnetz

Das Netzmodell für den Kapazitätsausweis 2020 beinhaltet das derzeitige Status Quo Verteilernetz.

Anhang 3





Anhang 4

Anhang 4: Technische Kapazität der Netzkoppelungspunkte

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

Anhang 5

Stellungnahme von Wiener Netze GmbH:

Sehr geehrtes Team der Netzplanung der AGGM,

im Zuge der Konsultation möchten wir zur Langfristigen Planung 2019 (LFP 2019) folgende Stellungnahme abgeben.

Im vorliegenden Bericht der LFP 2019 wird **unter dem Punkt 2.1.1** und dem **Kapitel Sicherheit der Energieversorgung auf Seite 5 und 6** unter anderem der Satz „Um diese Dezentralisierung zu erreichen, wird ein hohes Maß an flächendeckenden Biogaseinspeisungen in den unteren Netzebenen (Ebene 3 und 2) des Gasverteilernetzes eine bedeutende Rolle spielen“ verwendet, dem wir uns, im speziellen für das Netzgebiet der Wiener Netze – Ebene3, nicht vollinhaltlich anschließen können!

Die Begründung dafür lautet, dass im speziellen in der Netzebene3 auch unser gesamtes Niederdrucknetz mit einer Länge von 4.141 km betroffen ist in welcher eine Einspeisung von Biogenen Gasen als auch Wasserstoffbeimengung unserer Meinung nach nicht möglich ist!

Auf der Netzebene 3 des Hochdrucknetzes MOP 5bar Netzes ist dies in Abhängigkeit des jeweiligen Einspeiseortes durchwegs möglich, jedoch muss in jedem Einzelfall eine eigene Betrachtung der technischen Gegebenheiten durchgeführt werden. Ebenso ist es auf der Netzebene 2 des Hochdrucknetzes MOP 70bar, und im speziellen auf jenen Rohrsträngen an welchen keine direkten Verbraucher angeschlossen sind, prinzipiell möglich.

Hintergrund der Begründung der Nichtzulassung im Niederdrucknetz:

Aufgrund der Verbraucherstruktur (überwiegend Haushaltskunden) kommt es in den Sommermonaten und der Übergangszeit im Frühjahr und im Herbst immer wieder zu Minderverbräuchen welche bis zu annähernd gleich Null gehen.

Somit müsste die eingespeiste Menge in dieses Netz durch das Linepack abgefedert werden welches quasi nicht vorhanden ist:

- Linepack ND gesamt: 159 Nm³ - zusätzlich sind darin 2 Inselgebiete enthalten
- Linepack Erhöhter ND gesamt: 246 Nm³ - jedoch in 35 Inselgebiete unterteilt und somit z.B.:
 - Linepack kleinstes Inselgebiet erhöhter ND: 12 Nm³
 - Linepack größtes Inselgebiet erhöhter ND: 33 Nm³

Ein möglicher Reverseflow aus den rund 187 Gasdruckreduzierstationen für den ND in die MOP 5bar Ebene ist technisch nicht und wenn dann nur unter hohen finanziellen Aufwand möglich!

Diese Aussagen wären bitte auch auf Seite 13 des Dokumentes und dem Kapitel „Standortidentifikation von H2 Einspeisung in das Gasnetz“ und dem Punkt „Lokale Gasabsätze und Durchflüsse im Gasnetz zur Durchmischung und Verteilung des eingespeisten Wasserstoffs“ zu berücksichtigen.

Ebenso ersuchen wir es auf Seite 22 und dem Kapitel „Biogaslandkarte“ und dem Satz „Ist eine ganzjährige Abnahme nicht mehr gewährleistet sind Investitionen nötig um entweder eine Rückverdichtung auf ein höheres Druckniveau bzw. eine höhere Netzebene zu ermöglichen bzw. um einen Netzverbund mit gleichem Druckniveau zu schaffen um die Mengen weiter zu verteilen“ mitzubedenken.

Mit besten Grüßen

Ing. Wolfgang Daniel

NGF-N | Netztechnik Gas u. Fernwärme – Netzbetrieb Gas | Abteilungsleiter

Wiener Netze GmbH, Erdbergstraße 236, 1110 Wien

Eingang: Nussbaumallee 21, 1110 Wien



bayernets GmbH - Poccistraße 7 - 80336 München

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

Email: netzplanung@aggm.at

Ansprechpartner: Fabian Schmitt
Kurzzeichen / Center: SF / SR
E-Mail: fabian.schmitt@bayernets.de
Telefon: +4989890572-245
Fax: +4989890572-202

München, 25.10.2019

Stellungnahme zur Konsultation der Langfristigen Planung 2019 für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2020– 2029

Sehr geehrte Damen und Herren,

bayernets begrüßt die Möglichkeit zur vorliegenden Konsultationsversion der Langfristigen Planung (LFP) 2019 Stellung nehmen zu können.

Die Abstimmung mit den angrenzenden Fernleitungs- sowie Verteilnetzbetreibern in den Nachbarländern ist unseres Erachtens sowohl zur Optimierung des Gasaustausches als auch zur Kostenminimierung sinnvoll und notwendig.

In der Langfristigen Planung 2019 wird unter 3.1 „Kapazitätssituation im Jahr 2020“ ein Kapazitätsengpassbereich in Tirol beschrieben, mit der Begründung, dass die maximal buchbare feste Kapazität am Grenzübergabepunkt Zone Kiefersfelden/Pfronten für die Versorgung der derzeitigen Netzkunden im MG Tirol nicht ausreichend ist. Darauf folgend werden unter 4. „Maßnahmen zur Behebung der Kapazitätsdefizite“ in dem Abschnitt 4.3 „Leistungsverbindung Salzburg – Tirol“ Projekte zur Erhöhung der Versorgungssicherheit im Netz der Salzburg Netz GmbH und TIGAS-Erdgas Tirol GmbH vorgestellt.

Die Versorgungssicherheit ist *bayernets*, sowohl national als auch international, ein großes Anliegen. Daher möchte *bayernets* zur Beseitigung von Kapazitätsengpässen und zur Erhöhung der Versorgungssicherheit des MG Tirol beitragen.

Der EU-Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 (sog. SoS-VO) über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 entsprechend und unter Berücksichtigung der



bayernets GmbH
Poccistraße 7
80336 München

bayernets GmbH
Postfach 20 05 13
80005 München

Tel.: +49 89 89 05 72-00
Fax: +49 89 89 05 72-099
www.bayernets.de

Geschäftsführung:
Dr. Matthias Jenn

Vorsitzender
des Aufsichtsrates:
Günter Bauer

Amtsgericht München
Registergericht HRB 165761

Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, plant **bayernets** ab der Heizperiode 2020/2021 für den Grenzübergabepunkt Kiefersfelden zusätzliche feste Kapazität in Höhe von 250 MWh/h anzubieten.

Zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Tirol wurden bereits 2007/2008 intensive Gespräche zur Planung eines zweiten Grenzübergabepunktes über die Verbindung des Transportnetzes der **bayernets** mit der Inntalleitung in Tirol geführt. Neben einer Druckstützung kann diese Verbindungsleitung auch die Versorgungssicherheit für Netzanschlusskunden in Tirol und in Südbayern erhöhen.

Gerne steht **bayernets** für Gespräche zur grenzüberschreitenden Verbesserung der Versorgungssicherheit zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen
bayernets GmbH


ppa, Richard Unterseer



i.A. Fabian Schmitt

