

# Koordinierter Netzentwicklungsplan 2021

für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2022 – 2031



Foto Titelseite: Filter Seperator  
Abdruck mit freundlicher Genehmigung von Gas Connect Austria GmbH

#### Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
2	22.02.2022	Abänderung gemäß Aufforderung der E-Control vom 03.02.2022
2	10.12.2021	Ausgabe für die Einreichung zur Genehmigung bei E-Control Austria
1	25.10.2021	Ausgabe für die Konsultation des Marktgebietsmanagers

# Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung.....</b>	<b>3</b>
1.1	Ziel des Koordinierten Netzentwicklungsplanes.....	3
1.2	Vorgehen.....	3
<b>2</b>	<b>Gaswirtschaftliches Umfeld .....</b>	<b>5</b>
2.1	Bedeutung von Gas in Österreich .....	5
2.2	Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost.....	10
2.3	Aktuelle Fernleitungsgasinfrastruktur und Technische Kapazitäten .....	12
2.4	Speicherinfrastruktur und Produktion in Österreich .....	12
2.5	Infrastrukturstandard .....	14
2.6	Politische Entwicklungen in Österreich und Europa.....	15
2.6.1	Wasserstoff & grünes Gas im österreichischen Kontext .....	17
2.6.2	Wasserstoff & grünes Gas im europäischen Kontext .....	21
<b>3</b>	<b>Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2021 .....</b>	<b>25</b>
3.1	Berücksichtigte Netzentwicklungspläne .....	25
3.1.1	Ten Year Network Development Plan .....	25
3.1.2	PCI Projekte mit Fokus auf Österreich.....	33
3.1.3	Langfristige Planung 2021 .....	34
3.1.4	Netzentwicklungsplan 2020 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG).....	35
3.2	Regionale Netzentwicklung der europäischen Gasinfrastruktur und deren Auswirkungen auf die österreichische Gasinfrastruktur .....	38
3.2.1	Entwicklungen in Deutschland und Tschechien .....	39
3.2.2	Entwicklungen von Bulgarien bis Ungarn und der Slowakei .....	43
3.2.3	Entwicklungen in Slowenien und Kroatien .....	45
3.2.4	Entwicklungen in Italien .....	46
3.2.5	Erkenntnisse und Schlussfolgerungen .....	48
3.3	Fertiggestellte Projekte aus dem KNEP 2020 .....	50
<b>4</b>	<b>Kapazitätsbedarf .....</b>	<b>51</b>
4.1	Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2020.....	51
4.2	Kapazitätsszenario für den KNEP 2021 .....	55
4.2.1	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und resultierendes Kapazitätsszenario .....	55
4.2.2	Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausspeisepunkt in den Jahren 2022 bis 2031.....	57

4.2.3	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und dafür erforderliche Projekte .....	63
<b>5</b>	<b>Projekte und Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber) .....</b>	<b>64</b>
5.1	Gliederung der Projekte.....	64
5.1.1	Projektkategorie .....	64
5.1.2	Projektarten.....	65
5.2	Projekte im KNEP 2021 .....	66
5.2.1	Projekte für zusätzliche Kapazitäten .....	66
5.2.2	Ersatzinvestitionsprojekte .....	68
5.3	Projekte und Aktivitäten von Gas Connect Austria .....	70
5.3.1	Gas Connect Austria –Innovation durch Forschung & Entwicklung.....	70
5.3.2	Netzentwicklung zur direkten Verbindung der Gasmärkte Österreichs und Tschechiens.....	72
5.3.3	Netzentwicklung des österreichisch-ungarischen Kopplungspunkts .....	73
5.3.4	Netzentwicklung des österreichisch-slowenischen Kopplungspunkts .....	74
5.3.5	Netzentwicklung der österreichisch-deutschen Kopplungspunkte.....	75
5.3.6	Netzentwicklung des österreichisch-slowakischen Kopplungspunkts .....	76
5.3.7	Netzentwicklung des Kopplungspunkts mit dem österreichischen Verteilergesamt .....	76
5.4	Projekte und Aktivitäten der Trans Austria Gasleitung GmbH .....	77
5.4.1	TAG GmbH, Mission und Vision.....	78
5.4.2	Erneuerung und Zukunft des Verkehrssystems, Innovation und Technologie, Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Wasserstoff.....	79
5.4.3	Einreichung von neuen oder aktualisierten Projekten und Fortführung bestehender .....	82
<b>6</b>	<b>Hydrogen Backbone und H2 Landkarte Österreich.....</b>	<b>85</b>
<b>7</b>	<b>Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers .....</b>	<b>89</b>
7.1	Stellungnahme der FNB Gas .....	89
7.2	Stellungnahme der Eustream, a.s. ....	89
<b>8</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>91</b>
<b>9</b>	<b>Haftungsausschluss .....</b>	<b>92</b>
▶	Anhang 1: Projekte des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2021	
▶	Anhang 2: Stellungnahmen der Marktteilnehmer	

## 1 Einleitung

Gemäß der am 21.11.2011 geltend gewordenen Rechtslage hat der Marktgebietsmanager nach § 14 Abs. 1 Z 7 i.V.m. § 63 GWG 2011 die Aufgabe, einmal jährlich einen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) entsprechend den Zielen des § 63 Abs. 4 GWG 2011 zu erstellen.

Nach Übernahme der Funktion des Marktgebietsmanagers (MGM) per 01.06.2017 aufgrund der Nominierung der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) Gas Connect Austria GmbH (GCA) und Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG GmbH) und der anschließenden Genehmigung durch die Behörde E-Control Austria (ECA) ist AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) in ebendieser Rolle verantwortlich für die Erstellung des KNEPs. Gas Connect Austria und TAG GmbH wirken an der Erstellung des Koordinierten Netzentwicklungsplans mittels ihrer unternehmensspezifischen Netzentwicklungsplanungen mit.

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan bezieht sich auf die Fernleitungsnetze in Österreich, die im Marktgebiet Ost liegen. Da im Marktgebiet Tirol und im Marktgebiet Vorarlberg keine Fernleitungen vorhanden sind, finden diese Marktgebiete im Koordinierten Netzentwicklungsplan keinen Eingang.

### 1.1 Ziel des Koordinierten Netzentwicklungsplanes

Ziel des koordinierten Netzentwicklungsplanes ist es insbesondere:

- ▶ der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- ▶ der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit von Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- ▶ der Deckung der Transporterfordernisse sowie
- ▶ der Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 im Marktgebiet nachzukommen.

Bei der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplanes sind die technischen und wirtschaftlichen Zweckmäßigkeiten, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und der Langfristigen Planung zu berücksichtigen.

### 1.2 Vorgehen

Im Zuge des Prozesses des Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (NC CAM) gemäß der Verordnung (EU) 2017/459 können zusätzliche Kapazitätsbedarfe von potenziellen Kunden in einem einheitlich vorgegebenen und strukturierten Prozess den Fernleitungsnetzbetreibern übermittelt werden. Die im Zuge dieses Prozesses im Jahr 2019 zuletzt übermittelten zusätzlichen Kapazitätsbedarfe sind die Basis für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2021 (siehe auch Kapitel 4.2). Darauf aufbauend haben

der MGM und die FNB das Kapazitätsszenario erstellt und mit E-Control Austria am 17.05.2021 abgestimmt.

Auf Basis dieses Kapazitätsszenarios haben die FNB Projekte entwickelt, die für eine Erfüllung der Kapazitätsbedarfe geeignet sind. Die von den FNB erstellten Projekte für das eigene Netz wurden am 16.08.2021 dem MGM übermittelt. Im Zeitraum vom 17.03.2021 bis 10.11.2021 fanden mehrere Koordinationsmeetings zwischen dem Marktgebietsmanager und den FNB statt, in denen die Schnittstellen und die Kohärenz der Projekte der FNB mit dem Kapazitätsszenario abgestimmt wurden. Die von den FNB übermittelten Projekte sind formal vereinheitlicht und im Anhang dargestellt.

In Abstimmung mit den FNB wurde die Ausgabe 1 des Koordinierten Netzentwicklungsplan 2021 vom MGM erstellt. Die Konsultation des KNEPs durch den MGM (KNEP 2021 Ausgabe 1) fand zwischen dem 25.10.2021 und dem 15.11.2021 statt, die Konsultationsunterlagen wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht. Die Stellungnahmen wurden entsprechend in Kapitel 6 gewürdigt, dem Anhang 2 beigefügt und ebenfalls auf der Website der AGGM veröffentlicht.

Im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) am 8.11.2021 wird die Ausgabe 1 des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2021 den Marktteilnehmern präsentiert.

Der Koordinierten Netzentwicklungsplan 2021 Ausgabe 2 wird am 10.12.2021 bei der Regulierungsbehörde E-Control Austria zur Genehmigung eingereicht.

## 2 Gaswirtschaftliches Umfeld

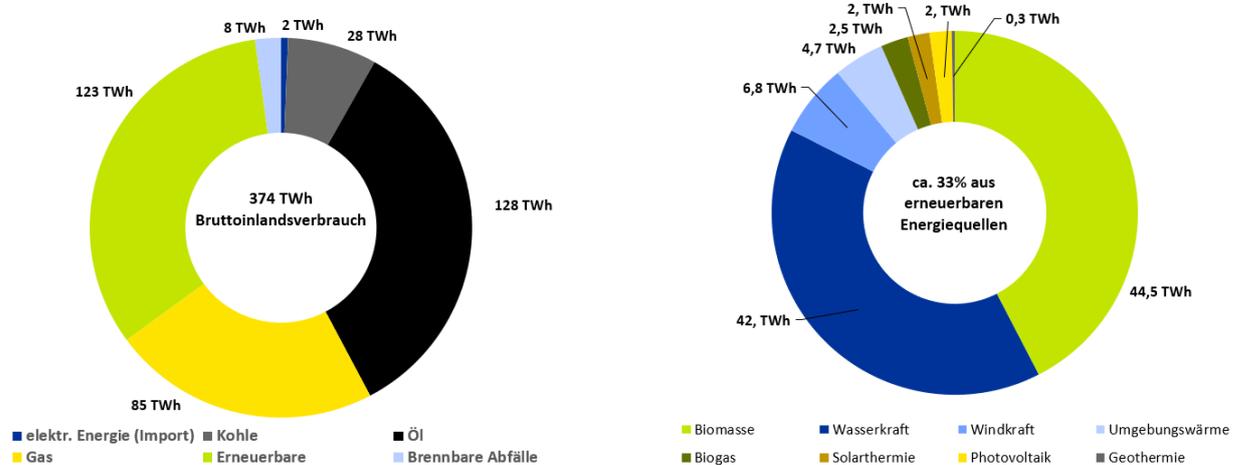
Dieses Kapitel gibt einen Einblick in die derzeitigen österreichischen und europäischen politischen Entwicklungen und Zielsetzungen für die Zukunft der Energieinfrastruktur und des gaswirtschaftlichen Umfelds. Besonders die im Rahmen der Dekarbonisierung und Klimawende im Vordergrund stehenden volkswirtschaftlichen Wichtigkeiten der Gaswirtschaft und damit einhergehenden Infrastrukturen sollen hier aufgezeigt werden. Es wird dem Leser ein breiter Überblick über die aktuelle Gasversorgung und die Gasinfrastruktur in Österreich vermittelt.

### 2.1 Bedeutung von Gas in Österreich

Gas hat für Österreich einen besonderen volkswirtschaftlichen Stellenwert. Neben der Produktion spielen vor allem die Gasinfrastrukturen mit dem Gas Hub Baumgarten, der allgemeine Transport von Gas aber auch der Handel und die versorgungssichere Deckung des Bedarfs eine große Rolle.

Abbildung 1 veranschaulicht, dass ca. 22% des Bruttoinlandsverbrauches in Österreich durch Gas abgedeckt wird. Dieser, über die letzten 10 Jahre konstante, Bedarf von ca. 80-90 TWh pro Jahr setzt sich aus dem Verbrauch des produzierenden Bereichs, des Sektors Energie, des nichtenergetischen Verbrauchs, der Landwirtschaft, der privaten Haushalte, der Kraftwerke als Umwandlungseinsatz, des Verkehrs und des Dienstleistungssektors zusammen.

Abbildung 1: österreichischer Bruttoinlandsverbrauch und erneuerbarer Anteil 2020



Quelle: Statistik Austria

Genauer betrachtet macht die österreichische Industrie mit einem über die letzten 10 Jahre konstant bleibenden Verbrauch gut die Hälfte des Bedarfs aus. Mit einem leichten Rückgang von 2008-2014, aber seitdem wieder mit steigendem Verbrauch, haben Kraftwerke, moderne Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen und Heizwerke einen Anteil von ca. 31%. Der Bedarf privater Haushalte bleibt ebenfalls annähernd konstant mit einem Anteil von ca. 17% (siehe Abbildung 2).

Auch in der österreichischen Stromerzeugung spielt Gas mit einem Anteil von ca. 15% eine wichtige Rolle. Vor allem durch die Bereitstellung von flexiblen und kurzfristig abrufbaren Kapazitäten zur Stromnetzstabilisierung ist Gas relevant.

Neben biogenen Rohstoffen ist vor allem Gas mit einem Anteil von 37% ein essenzieller Rohstoff für die Fernwärmeerzeugung in hocheffizienten KWK-Anlagen und Heizwerken in Österreich.

Abbildung 3 zeigt den saisonal stark schwankenden österreichischen Gasverbrauch aus dem Jahr 2019 (in gelb) verglichen mit dem österreichischen Stromverbrauch (in blau). Dies zeigt die Relevanz von Gas als wichtigen Energieträger zur Deckung des saisonal und auch täglich stark variierenden Wärmebedarfs mit den Spitzenleistungen im Winter bzw. des Grundbedarfs der österreichischen Industrie.

Abbildung 2: Gasbedarf in Österreich 2019 und Gasanteil an Strom- und Fernwärmeproduktion sowie in Haushalten 2018

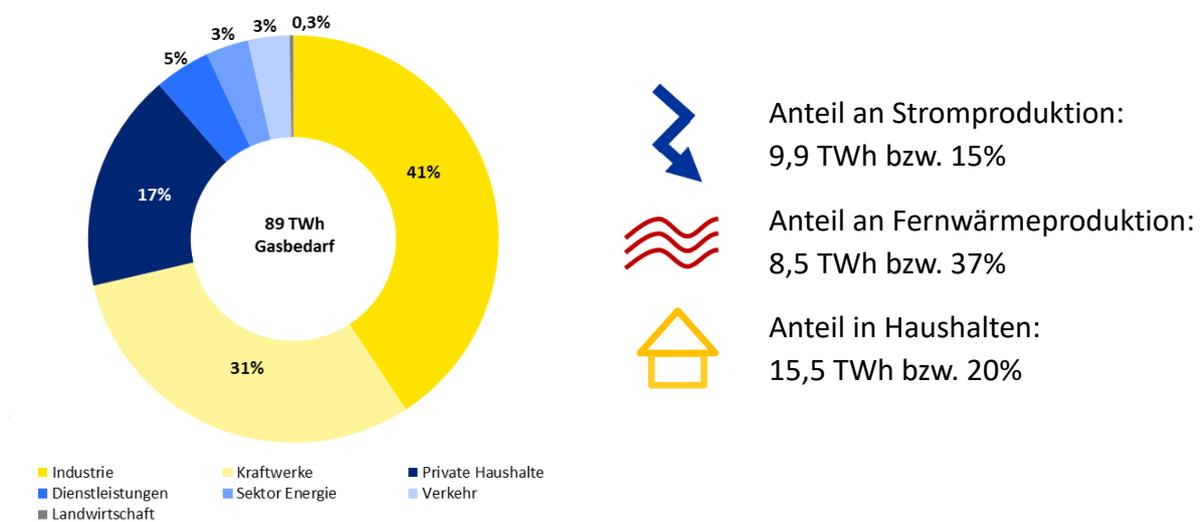
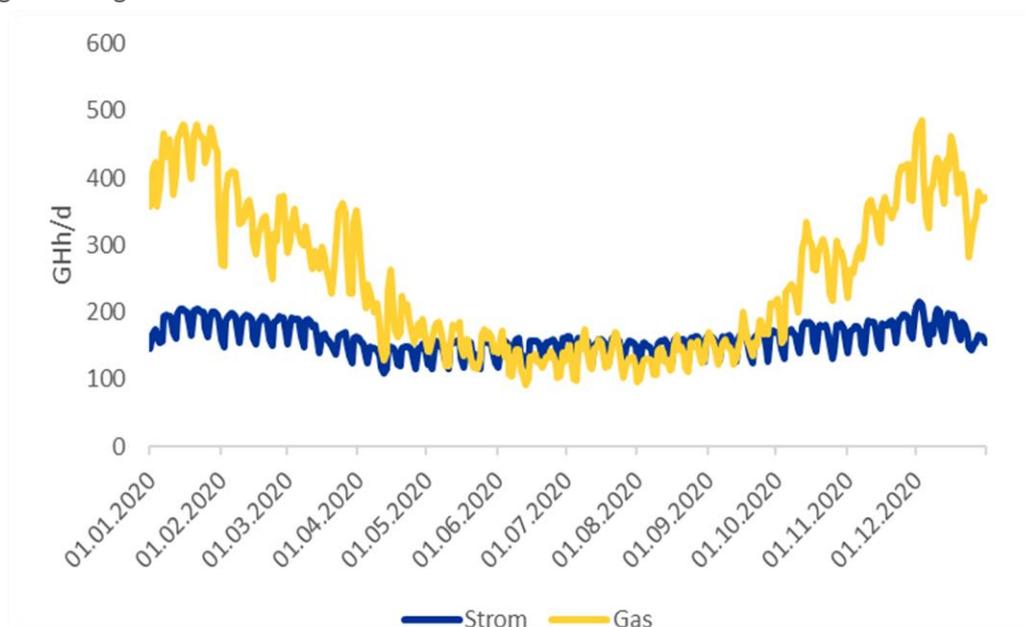


Abbildung 3: Tägliche Verbrauchsstruktur Gas und Strom 2020

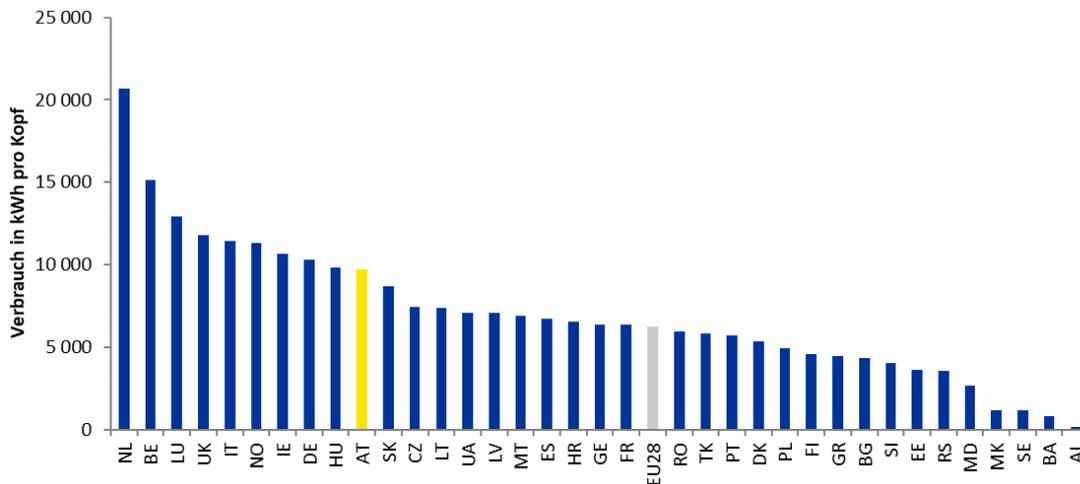


Quelle: AGGM, APG



Betrachtet man den jährlichen Gasverbrauch pro Kopf, so liegt Österreich im europäischen Mittelfeld und knapp über dem EU28 Durchschnitt (siehe Abbildung 4).

Abbildung 4: Gasverbrauch pro Kopf 2018 im europäischen Vergleich

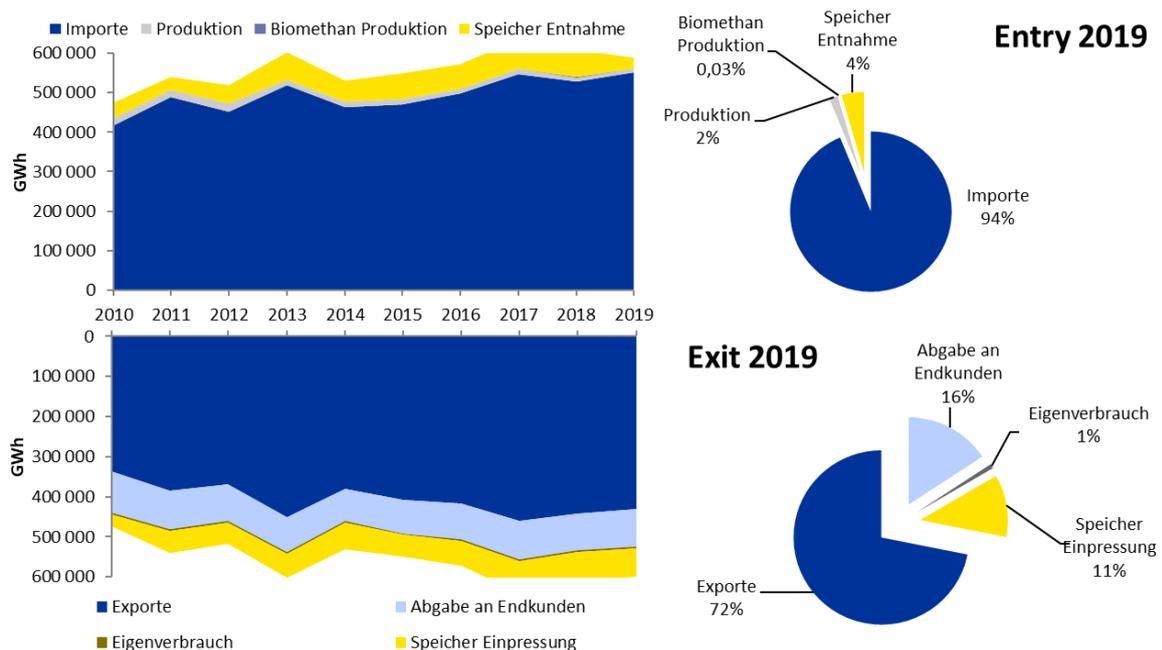


Quelle: Eurostat

### Gastransport in Österreich

Österreich ist aufgrund seiner geographischen Lage ein Transitland für Gas. Abbildung 5 veranschaulicht, dass rund drei Viertel der Gesamtaufbringung für den Export bestimmt ist. Aufgrund der relativ geringen Inlandsproduktion (ca. 2% der Gesamtaufbringung bzw. ca. 11% des Inlandsverbrauchs) ist Österreich außerdem stark von Importen aus dem Ausland abhängig. Ebenso ist zu kennen, dass sich die Importe und die Exporte in den letzten 10 Jahren um ca. 100 TWh erhöht haben.

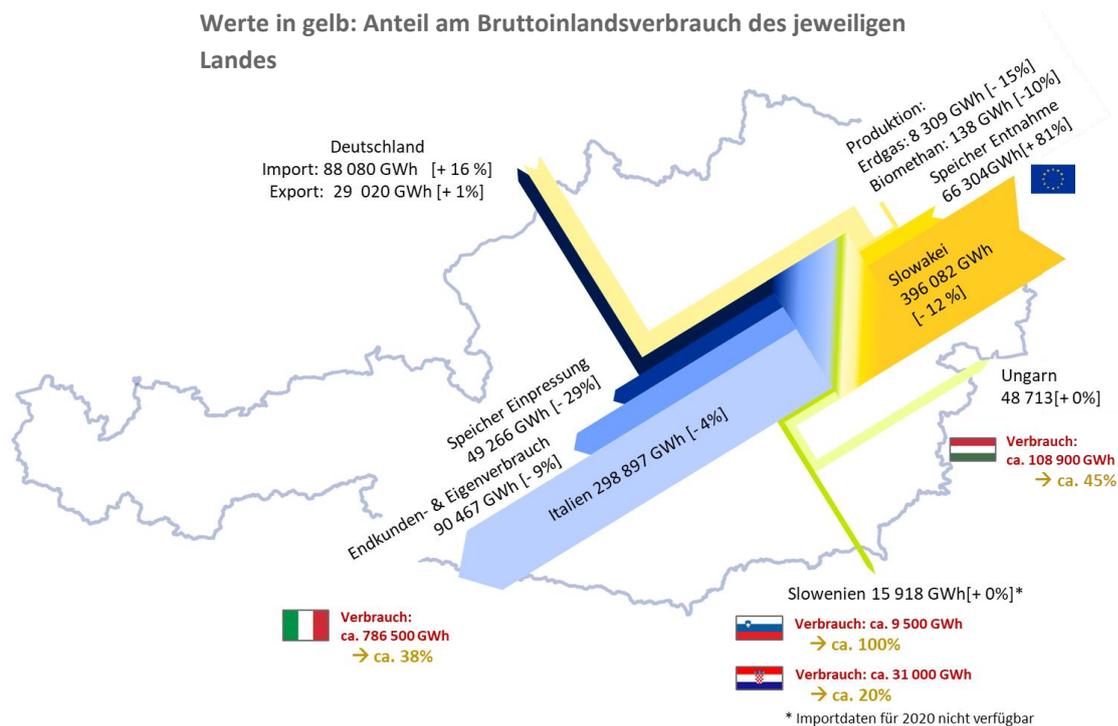
Abbildung 5: Aufbringung und Verwendung von Gas in Österreich



Quelle: E-Control Austria

In Abbildung 6 wird der schematische physikalische Gasfluss des Jahres 2019 gezeigt. Es ist zu erkennen, dass ca. 85% der Importe aus Richtung der Slowakei kommen. Die restlichen 15% werden aus Deutschland importiert. Der mit Abstand größte Anteil der Exporte geht nach Italien. Außerdem werden Exporte nach Ungarn, Deutschland und Slowenien durchgeführt. 2020 sind die Importe aus der Slowakei um 12 % gesunken, Exporte nach Deutschland fanden im selben Niveau wie 2019 statt. Darüber hinaus haben sich die Exporte 2020 nach Slowenien und Ungarn im Vergleich zum Jahr 2020 nicht verändert. Die Entnahme aus den Gasspeichern hat sich im Vergleich zum Vorjahr, bei abnehmender Einpressung, beinahe verdoppelt.

**Abbildung 6: Schematischer Gasfluss 2020, physikalisch**  
 Werte in []: Veränderung zum Vorjahr  
 Werte in gelb: Anteil am Bruttoinlandsverbrauch des jeweiligen Landes



Quelle: E-Control Austria, [eurostat](https://ec.europa.eu/eurostat)

## 2.2 Fernleitungsnetzbetreiber im Marktgebiet Ost



Website: [www.taggmbh.at](http://www.taggmbh.at)

### Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerkes:

- ▶ 3 Pipelines je 380 km
- ▶ Gesamt ca. 1.140 km

### Gesamte Kompressorleistung:

- ▶ 5 Kompressorstationen
- ▶ ca. 421 MW ISO

### Physische Einspeisepunkte:

- ▶ Baumgarten TAG GmbH (Slowakei)
- ▶ Arnoldstein (Italien)

### Angrenzende Fernleitungsnetzbetreiber:

- ▶ Baumgarten TAG GmbH: eustream a.s.
- ▶ Tarvisio/Arnoldstein: Snam Rete Gas S.p.A.

### Gesamte Transportierte Energie (Gas)

- ▶ Siehe [ENTSOG Transparency Platform](#)

### Physische Ausspeisepunkte:

- ▶ Arnoldstein (Italien)
- ▶ Verteilergebiet

### Nicht-Physische Ausspeisepunkte:

- ▶ Baumgarten (Slowakei)

(Stand 25.08.2021)

TAG GmbH ist eine Gesellschaft unter österreichischem Recht, die als Fernleitungsnetzbetreiber sowohl für den Transit als auch für die Versorgung des österreichischen Marktes und Netzentwicklung verantwortlich ist. Die Eigentümer der TAG GmbH sind Snam S.p.A. (84,47%), und Gas Connect Austria GmbH (15,53%).

Das TAG GmbH Pipelinesystem erstreckt sich von der österreichisch-slowakischen Grenze bis zur österreichisch-italienischen Grenze mit einer Gesamtlänge von ca. 1140 km.

Das TAG GmbH System ist in Baumgarten mit dem Gas Connect Austria System durch verschiedene Anbindungen verbunden. Dies ermöglicht im Wesentlichen die freizuordenbare Qualität der FNB-Kapazitäten an den österreichischen Ein-/Ausspeisepunkten sowie einen hohen Flexibilitätsgrad der Station Baumgarten zwischen den FNB. Das TAG GmbH System ist außerdem bei Weitendorf mit dem SOL System verbunden, welches den Gastransport Richtung Slowenien und in weiterer Folge Kroatien ermöglicht. Der österreichische Markt wird mittels zehn physischer Ausspeisepunkte versorgt.

Das System kann physisch sowohl im Direktfluss als auch im Reverse Flow betrieben werden.



Website: [www.gasconnect.at](http://www.gasconnect.at)

Gesamtlänge des Fernleitungsnetzwerks:

- ▶ 554,2 km

Gesamte Kompressorleistung:

- ▶ 145 MW

Gesamte Transportierte Energie

- ▶ Siehe [ENTSOG Transparency Platform](#)

Physische Einspeisepunkte:

- ▶ Baumgarten GCA (Slowakei)
- ▶ Baumgarten WAG (Slowakei)
- ▶ Überackern ABG (Deutschland)
- ▶ Überackern SUDAL (Deutschland)
- ▶ Speicherpunkt 7Fields
- ▶ Oberkappel (Deutschland)
- ▶ Speicherpunkt MAB/WAG
- ▶ Verteilergbiet

Nicht-Physische (virtuelle) Einspeisepunkte:

- ▶ Mosonmagyaróvár (Ungarn)
- ▶ Murfeld (Slowenien)
- ▶ Petrzalka (Slowakei)

Angrenzende Fernleitungsnetzbetreiber:

- ▶ Baumgarten GCA/WAG: eustream a.s
- ▶ Oberkappel: Open Grid Europe GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH
- ▶ Überackern ABG: bayernets GmbH, Open Grid Europe GmbH
- ▶ Überackern SUDAL: bayernets GmbH
- ▶ Petrzalka: eustream a.s.
- ▶ Mosonmagyaróvár: FGSZ Ltd
- ▶ Murfeld: Plinovodi d.o.o

Physische Ausspeisepunkte:

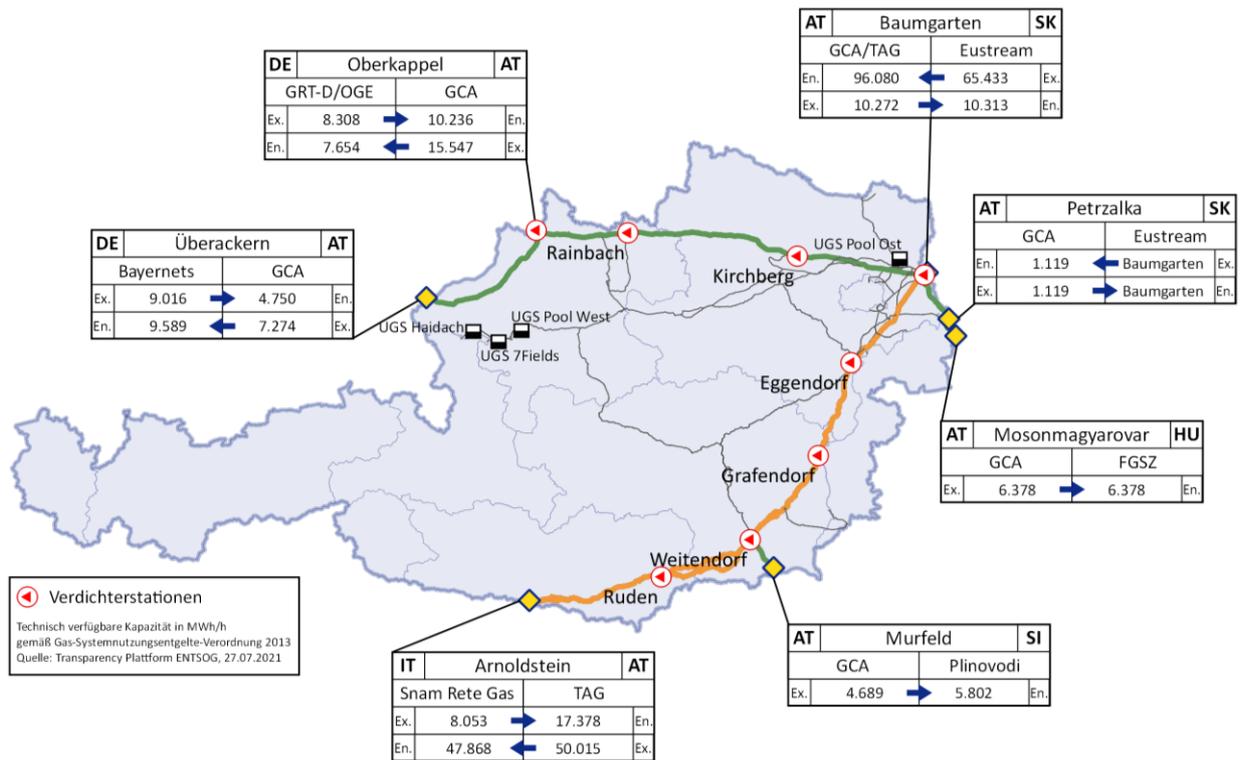
- ▶ Mosonmagyaróvár (Ungarn)
- ▶ Überackern ABG (Deutschland)
- ▶ Überackern SUDAL (Deutschland)
- ▶ Murfeld (Slowenien)
- ▶ Petrzalka (Slowakei)
- ▶ Speicherpunkt 7Fields
- ▶ Baumgarten WAG (Slowakei)
- ▶ Baumgarten GCA (TAG)
- ▶ Oberkappel (Deutschland)
- ▶ Speicherpunkt MAB/WAG
- ▶ Verteilergbiet

Gas Connect Austria ist ein Erdgasfernleitungsnetzbetreiber und Erdgasverteilernetzbetreiber mit Hauptsitz in Wien. Das Unternehmen beschäftigt rund 280 Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter und ist an 6 Standorten in Wien, Niederösterreich und Oberösterreich verankert. Vom Erdgasknoten Baumgarten ausgehend betreibt Gas Connect Austria ein modernes und leistungsstarkes Erdgashochdrucknetz mit Verbindungen nach Deutschland, der Slowakei, Slowenien und Ungarn sowie zu Speicher- und Produktionsanlagen. Auf einer Länge von 900 Kilometer sind 5 Verdichterstationen, 40 Mess- und Übergabestationen und über 100 Übergabemesspunkte im Leitungssystem verankert.

### 2.3 Aktuelle Fernleitungsgasinfrastruktur und Technische Kapazitäten

**Fernleitungsnetzbetreiber:** 2  
**Gesamtlänge der Fernleitungsnetze:** ca. 1.700 km  
**Gesamte Kompressorleistung:** 566 MW  
**virtueller Handelspunkt:** CEGH (www.cegh.at)

Abbildung 7: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost in MWh/h



Quelle: ENTSOG Transparency Plattform, abgerufen am 02.08.2021

### 2.4 Speicherinfrastruktur und Produktion in Österreich

Eine besondere Rolle nimmt Österreich außerdem auch durch die ausgezeichnete Anbindung der großen inländischen Speicherkapazitäten an das Verteilergesetz mit Zugang zum Virtuellen Handelspunkt (VHP) ein. Tabelle 1 zeigt die Kenndaten (Arbeitsgasvolumen, Leistung und Anbindung) der Erdgasspeicher in Österreich.

Im europäischen Vergleich liegt Österreich mit einer Speicherkapazität von ca. 8,5 Mrd. Nm<sup>3</sup> bzw. ca. 95 TWh auf dem sechsten Rang (Abbildung 8). Dies entspricht rund dem 1,5-fachen österreichischem Strombedarf (ca. 63 TWh) von 2019 und in etwa dem österreichischen Bruttoinlandsverbrauch von Gas (ca. 99 TWh) von 2019.

Tabelle 1: Speicherdaten Österreich

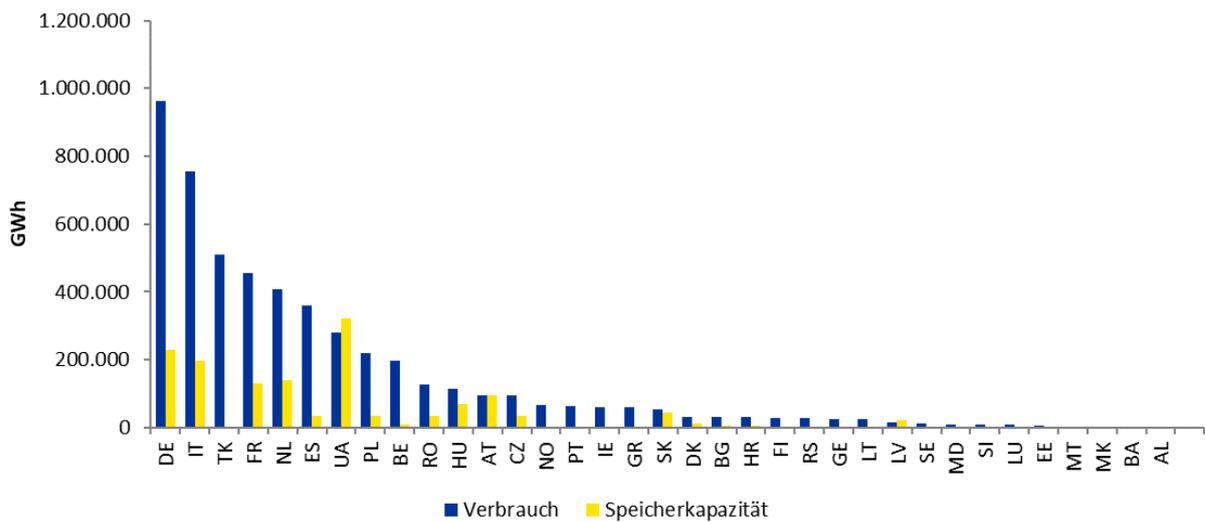
Speicher	Arbeitsgasvolumen [GWh]	Einpressleistung [GW]	Auspressleistung [GW]	Anbindung
Astora (UGS Haidach)	11.300	4	4	Fernleitung DE*
GSA LLC (UGS Haidach)	21.300	8	9	Fernleitung DE*
OMV Gas Storage (UGS Pool Ost)	25.200	9	13	Verteilergebiet
RAG ES (UGS Pool West)	20.000	8	9	Verteilergebiet Fernleitung AT** & DE*
Uniper (UGS 7Fields)	17.500	6	9	Verteilergebiet Fernleitung AT** & DE*
Summe	95.300	35	44	

\*) Direkte Anbindung an das deutsche Fernleitungsnetz über die Speicheranschlusspunkte USP Haidach und Haiming 3 bzw. Haiming 2-7F und Haiming 2-RAGES

\*\*) Direkte Anbindung an das österreichische Fernleitungsnetz über den Speicheranschlusspunkt Überackern 7Fields direkt an die Penta West bei Überackern.

Quelle: <https://agsi.gie.eu> (gerundet), abgerufen am 26.07.2021

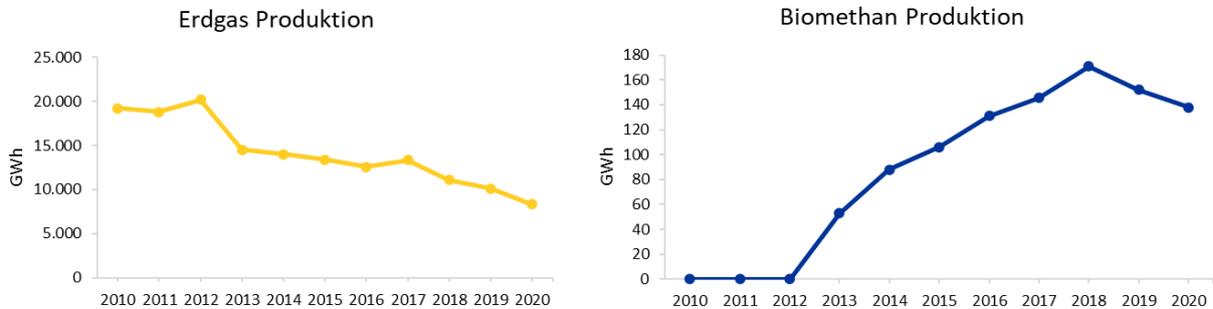
Abbildung 8: Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2020



Quelle: Eurostat, <https://agsi.gie.eu/> (abgerufen am 27.08.2021)

Österreich verfügt außerdem über Gasfelder in Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg, welche 2020 ca. 8 000 GWh bzw. ca. 9% des Inlandsverbrauches produzierten. Die Produktion von Biogas aus 14 Biogasanlagen in Österreich betrug 2020 ca. 140 GWh bzw. ca. 0,15% des Inlandsverbrauches (siehe dazu Abbildung 9).

Abbildung 9: Erdgas- und Biogasproduktion (Netzeinspeisung) 2020 in Österreich



Quelle: E-Control Austria, Betriebsstatistik

## 2.5 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 (*Security of Supply, SoS VO*), 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.

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 172 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Gasversorgung im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von größer 100% gerecht wird.

Ein Infrastrukturstandard mit 172% widerspiegelt eine gute Versorgungssicherheit in Bezug auf die Infrastruktur. Projekte, welche die Integration mit dem benachbarten Ausland zusätzlich unterstützen, sind zur weiteren Hebung der Versorgungssicherheit positiv zu bewerten.

Im Jahr 2020 lag das Ergebnis der N-1 Formel gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 bei 140%. Die Erhöhung des Wertes gegenüber dem Vorjahr ist größtenteils auf die seit April 2021 verfügbare FZK Entrykapazität aus Italien in Arnoldstein zum österreichischen VHP.

Tabelle 2: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm <sup>3</sup> /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	17,29	Exit Italien
Freilassing & Laa/ Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
<b>EPm</b>	<b>180,45</b>	<b>Techn. Kapazität von Einspeisepunkten</b>
Produktion OMV	1,99	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,36	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,06	gebuchte Standardkapazität
<b>Pm</b>	<b>2,41</b>	<b>Max. techn. Produktionskapazität</b>
Speicherpool OMV	23,39	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicherpool RAG	14,20	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
7Fields Verteilergebiet	6,49	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilergebiet	0	in Österreich nicht angeschlossen
<b>Sm</b>	<b>44,07</b>	<b>Max. techn. Ausspeisekapazität</b>
<b>LNGm</b>	<b>0</b>	<b>Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen</b>
<b>Im</b>	<b>140,34</b>	<b>Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur</b>
<b>Dmax</b>	<b>50,31</b>	<b>Max. tägliche Gasnachfrage</b> Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
<b>N - 1</b>	<b>172%</b>	

Quelle: AGGM; 2021

## 2.6 Politische Entwicklungen in Österreich und Europa

Im aktuellen Regierungsprogramm der österreichischen Bundesregierung<sup>1</sup> aus dem Jahr 2020 wurden unter anderem folgende wesentlichen Punkte für die Gaswirtschaft vereinbart:

### Klimaneutralität bis 2040

Durch einen klimagerechten Umbau aller Sektoren, besonders des Energiesystems und der Infrastruktur soll spätestens 2040 die Klimaneutralität in Österreich und die Ziele des Pariser Klimaschutzabkommens gesichert werden. Zur Erreichung dieser Vorhaben soll ein

<sup>1</sup> <https://www.bundestkanzleramt.gv.at/bundestkanzleramt/die-bundesregierung/regierungsdokumente.html>

wirkungsvolles ETS-System und ein CO<sub>2</sub>-Mindestpreis auf europäischer Ebene implementiert werden.

Die Konkretisierung der Maßnahmen wird im Nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) dargestellt und mittels gesetzlicher Grundlage sollen Reduktionspfade bis 2040 für alle Sektoren festgelegt werden.

#### Phase-out Plan für fossile Energieträger in der Raumwärme

Die Bundesregierung setzt sich zum Ziel, bis 2040 die Verbrennung von Heizöl, Kohle und fossilem Gas (Erdgas) für die Bereitstellung von Wärme und Kälte weitestgehend einzustellen. Stattdessen soll Nah- und Fernwärme forciert werden und eine Mobilisierungsstrategie „Grünes Gas“ entwickelt werden. Grünes Gas soll dabei bevorzugt in „hochwertigen“ Anwendungen eingesetzt werden. Öl und Kohle wird mittels eines Bundesgesetzes stufenweise reduziert. Analog dazu soll auch für Erdgas die gesetzliche Grundlage zum Phase-out geschaffen werden. Konkret bedeutet dies, dass im Neubau ab 2025 keine Gaskessel bzw. Neuanschlüsse mehr zulässig sein werden.

#### Ausbau der Erneuerbaren Energien und Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)

Ein klares Ziel der Bundesregierung ist es den Gesamtstromverbrauch bis 2030 zu 100% (national bilanziell) aus erneuerbaren Energiequellen zu decken. Es soll dabei primär der Fokus auf den Ausbau heimischer erneuerbaren Energien und deren Erzeugungsanlagen anstatt auf Energieimporte gelegt werden.

Im Rahmen des 2021 verabschiedeten Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) wurden die Ziele und Ausbaupfade gesetzlich verankert. Dies hat auch u.a. eine Anpassung des Gaswirtschaftsgesetzes (GWG), des Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz (EIWOG) und eine Reform der Ökostromförderung zur Folge.

Ein Ausbau- und Unterstützungsprogramm für „Grünes Gas“ (Biomethan, grüner Wasserstoff und synthetisches Gas aus erneuerbaren Energiequellen) sieht dabei vor, bis 2030 5 TWh pro Jahr ins Gasnetz einzuspeisen. Generell soll bis 2030 ein Zubau von rund 27 TWh pro Jahr erneuerbaren Erzeugungsanlagen erreicht werden. Davon entfallen 11 TWh/Jahr auf Photovoltaik, 10 TWh/Jahr auf Windkraft, 5 TWh/Jahr auf Wasserkraft und 1 TWh/Jahr auf Biomasse. Der Ausbau wird gesetzlich im Rahmen des Erneuerbaren Ausbau Gesetzes (EAG) geregelt.

#### Versorgungssicherheit

Um eine gesamtheitliche Sicht der strategischen Energieplanung sektorübergreifend mit Ländern, Gemeinden sowie der Wirtschaft sicher zu stellen, soll ein Integrierter Netzinfrastrukturplan für Österreich erstellt werden.

Außerdem bekennt sich die Bundesregierung zur Notwendigkeit von erforderlichen Reservekapazitäten für einen stabilen Netzbetrieb.

## Auf europäischer Ebene

Auf EU-Ebene wird unter anderem durch die Trans-European Networks for Energy Policy (TEN-E-Verordnung) Maßnahmen gesetzt, um die Energieinfrastruktur der EU-Länder zu verknüpfen und Vorhaben von gemeinsamem Interesse umzusetzen. Im Rahmen dieser Politik wurden neun vorrangige Korridore und drei vorrangige thematische Bereiche festgelegt.

Mit der letzten Revision der TEN-E Policy am 15. November 2020 wurde die TEN-E-Verordnung durch die EU-Kommission zuletzt überarbeitet. Wesentliche Änderungen umfassen die Integration von erneuerbaren Energien und die Integration neuer und sauberer Energietechnologien in das Energiesystem, um die Erreichung der EU-Emissionsreduktionsziele weiter zu forcieren und den Zielen des Green Deals Rechnung zu tragen. Im Rahmen dessen werden weiterhin Regionen, die derzeit von den europäischen Energiemärkten isoliert sind, miteinander verbunden, bestehende grenzüberschreitende Verbindungsleitungen gestärkt und die Zusammenarbeit der Mitgliedstaaten gefördert.

### 2.6.1 Wasserstoff & grünes Gas im österreichischen Kontext

In Übereinstimmung mit dem klima- und energiepolitischen Zielen der Europäischen Union hat die österreichische Bundesregierung die Ziele formuliert, dass bis zum Jahr 2030 den nationalen Stromverbrauch bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Quellen zu decken und in weiterer Folge bis zum Jahr 2040 die Klimaneutralität in Österreich zu erreichen sind. Zur Erreichung dieser ambitionierten Ziele muss das gesamte Energiesystem neu evaluiert werden. Um die Rolle von Gas als speicherbarer Energieträger für die Zukunft besser einschätzen zu können, wurde mit der vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie beauftragten Kurzstudie „Erneuerbares Gas in Österreich 2040“<sup>2</sup> ein Framework geschaffen.

Die Nachfrage nach erneuerbarem Gas wird darin in zwei Szenarien betrachtet:

- „Exergieeffizienz“: in diesem Szenario wird angenommen, dass die derzeit bestehende Infrastruktur zur Erzeugung, Verteilung und Nutzung von Gasen in noch höherem Maße weiter verwendet wird.
- „Infrastrukturnutzung“: in diesem Szenario wird eine ambitioniertere technologische Entwicklung angenommen. Es stehen Technologien zur Verfügung, die sich derzeit noch in einem frühen technologischen Entwicklungsstadium befinden. Gase können dadurch in einer Art und Weise eingesetzt werden, dass die Exergieeffizienz jedes Sektors innerhalb des jeweiligen Bilanzrahmens optimiert wird.

---

<sup>2</sup> Quelle: <https://www.bmk.gv.at/themen/energie/publikationen/erneuerbares-gas-2040.html>

Die heimische Wasserstoffherzeugung aus erneuerbarem Strom sowie die Nachfrage nach Gas im Gebäudesektor und im motorisierten Individualverkehr wurden nicht betrachtet. Auch der Netzenergiebedarf an Gas im Sinne einer stabilisierenden Stromnetzreserve und Wertschöpfungs- oder Preislenkungseffekte wurden nicht untersucht.

Die Ergebnisse der Studie zeigen, dass im Szenario „Infrastrukturnutzung“ für das Jahr 2040 eine Nachfrage nach Gas aus den betrachteten Bereichen von 138 TWh erwartet werden kann. Im Effizienzzenario liegt die Nachfrage mit 89 TWh um rund ein Drittel niedriger. Im Vergleich zum Jahr 2019 ist festzustellen, dass sich der Gasverbrauch 2019 und der Gasbedarf 2040 im Energieeffizienz ident sind (89 TWh 2019 und 90 TWh 2040).

Die deutlich höhere Nachfrage im Szenario „Infrastrukturnutzung“ zeigt die Bedeutung des Einsatzes von energieeffizienten und insbesondere auf das benötigte Temperaturniveau abgestimmten Prozessen und Technologien, wobei ein großer Teil (30 bis 66 %) der Gasnachfrage in den untersuchten Sektoren sowohl über Methan oder Wasserstoff aufgebracht werden kann.

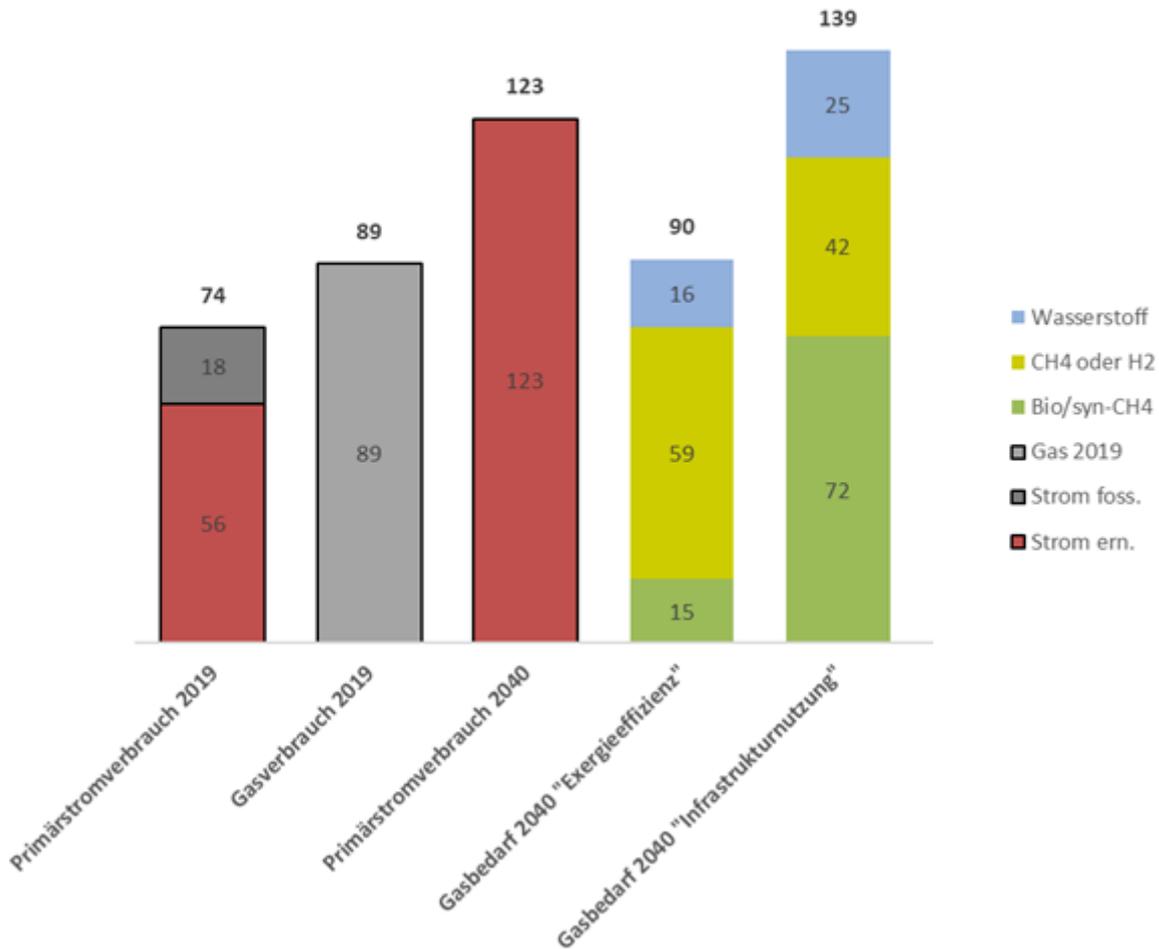
Wenig überraschend entfällt der Großteil der Nachfrage (68 bzw. 75 %) in beiden Szenarien auf die Industrie; der Bedarf der betrachteten Verkehrsträger sowie der KWK-Anlagen und Heizwerke ist deutlich geringer.

Im Verkehrssektor beruht der Gasbedarf, neben der direkten Betankung mit H<sub>2</sub> bzw. bio/synthetischen CNG-Bedarf, in beiden Szenarios auf der Nachfrage nach E-Fuels und der damit einhergehenden Nachfrage nach Wasserstoff für deren Herstellung. Zu erwähnen ist in dieser Aufteilung, dass die Aufteilung des Fahrzeugparks in beiden Szenarios exogen vorgegeben war.

Das Gesamtangebot an erneuerbarem Methan von 20,3 TWh stammt ungefähr zu gleichen Teilen aus anaerober Vergärung (53 %) und Biomasse-Gasification (47 %).

Abbildung 10: Österreichs Strom- und Gasbedarfe 2040 in TWh

### Energie- und Energieträgerbedarfe in einem klimaneutralen Österreich



Quelle: Erneuerbares Gas in Österreich 2040, eigene Darstellung

Die ermittelten Bedarfe an Gasen in der Industrie, im Güter- und öffentlichen Personenverkehr und im Flugverkehr sowie der KWK- und Heizkraftanlagen im Jahr 2040 machen deutlich, dass der Gasbedarf in beiden Szenarien das Angebot an biogenem Gas deutlich – d. h. um 69 bzw. 118 TWh – übersteigt.

Der Vergleich der beiden Szenarien „Infrastrukturnutzung“ und „Exergieeffizienz“ zeigt die Bedeutung der Anwendung exergetisch effizienter Prozesse und Technologien, um den Gesamtenergiebedarf und damit den Gesamtbedarf an Gasen in Österreich zu senken.

Die Studie zeigt, dass, um einen klimaneutralen Zustand in Österreich zu erreichen, einiges umgesetzt werden muss. Als Meilenstein auf diesem Weg wurde 2021 das Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz – EAG) erlassen.

Es ist Ziel dieses Bundesgesetzes:

- die Erzeugung von erneuerbarem Strom und Gas gemäß den Grundsätzen des Unionsrechts zu fördern;
- die Produktion von grünem Strom anteils- und mengenmäßig entsprechend Zielwerten bis 2040 zu erhöhen;
- die energieeffiziente, ressourcenschonende, marktkonforme und wettbewerbsfähige Erzeugung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen sicherzustellen und die Mittel zur Förderung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen effizient einzusetzen;
- die Systemverantwortung von erneuerbaren Energien zu steigern;
- eine Investitionssicherheit für bestehende und zukünftige Anlagen zur Erzeugung von Strom und Gas aus erneuerbaren Quellen zu gewährleisten;
- den Anteil von national produziertem erneuerbarem Gas am österreichischen Gasabsatz bis 2030 auf 5 TWh zu erhöhen;
- den Zusammenschluss von Bürgerinnen und Bürgern mit lokalen Behörden, kleinen und mittleren Unternehmen zu Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zu ermöglichen und die gemeinsame Nutzung der in der Gemeinschaft produzierten Energie zu fördern;
- die Errichtung und Modernisierung der erforderlichen Infrastruktur durch integrierte Planung zu unterstützen;
- die Anwendung von erneuerbarem Wasserstoff als Schlüsselement zur Sektorkopplung und –integration zu forcieren.

### **Was bedeutet dies für die Gasinfrastruktur und die nationalen Planungsinstrumente:**

Die sehr gut ausgebaute Gasinfrastruktur hat und wird weiterhin eine systemnotwendige Rolle tragen. Durch einen, im internationalen Vergleich, ausgezeichneten Infrastrukturstandard und der an die österreichische Transportinfrastruktur angebundene Gasspeicher liefert das Netz schon heute ein hohes Maß an Flexibilität und in Zusammenspiel mit den heimischen Gaskraftwerken einen **uneretzlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit des Stromnetzes** durch kurzfristige Netzstabilisierung sowie zur Bereitstellung von Ausgleichs- und Regelenergiekapazitäten.

Als Eckpfeiler einer leistbaren und gleichzeitig äußerst versorgungssicheren Energieversorgung ist die Gasinfrastruktur **der Garant für die Zukunft des Wirtschaftsstandorts Österreichs**.

Auch in Zukunft wird die effiziente und kostengünstige Speicherbarkeit im Netz sowie die großen Gasspeicherkapazitäten in Zusammenspiel mit Power-to-Gas und Biomethan **das Rückgrat der versorgungssicheren erneuerbaren Energieversorgung** sein.

Außerdem ist die bereits bestehende hohe Netzabdeckung eine **Voraussetzung für die Erzeugung und Verteilung von Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff**. Die Gasinfrastruktur kann nicht nur Erdgas und Biomethan transportieren, sondern schon heute Wasserstoff in Form der Beimischung aufnehmen und verteilen. Darüber hinaus ist das bestehende Gasnetz auch in Zukunft auf ein Wasserstoffnetz mit vergleichsweise geringem Aufwand umrüstbar.

Um das zukünftige Netz auf die Aufnahme von Sektorkopplungsanlagen optimal vorzubereiten, wird die nationale und übernationale Planung näher zusammenrücken müssen. Daher wird der der Netzentwicklungsplan Strom, die langfristige integrierte Planung und koordinierte Netzentwicklungsplan aufeinander abgestimmt. Außerdem wird mit der nationalen integrierten Planung ein weiteres Planungsinstrument geschaffen, mit dem ein gemeinsamer Ausbauplan Richtung erneuerbarer Infrastruktur geschaffen wird.

## 2.6.2 Wasserstoff & grünes Gas im europäischen Kontext

Im Dezember 2019 hat die Europäische Kommission den Green Deal mit dem primären Ziel der EU-Klimaneutralität 2050 vorgestellt. Dieser Plan soll in einem europäischen Klimaschutzgesetz rechtsverbindlich werden. Bei der Umsetzung des Green Deals der EU im Juli 2021 wurden zur Erreichung dieses Ziels u.a. folgende sektorübergreifende Maßnahmen ermittelt:

- ▶ Dekarbonisierung des Energiesektors
- ▶ Renovierung von Gebäuden zur Reduzierung von Energieverbrauch
- ▶ Unterstützung zur Etablierung einer weltweiten Führungsrolle bei der grünen Wirtschaft
- ▶ Einführung umweltfreundlicherer und gesünderer Formen des privaten und öffentlichen Verkehrs

Für die Gaswirtschaft relevante Maßnahmen wurden in den folgenden EU-Strategien dargestellt:

### 2.6.2.1 EU-Strategie für ein integriertes Energiesystem

Ein integriertes Energiesystem, in dem gasförmige Brennstoffe eine wichtige Rolle spielen, ist von entscheidender Bedeutung für die zukünftige Entwicklung und die globale Führungsrolle Europas.

Die Mischung der gasförmigen Brennstoffe wird stark von dem gewählten Dekarbonisierungsweg abhängen. Bis 2050 soll der Anteil von Erdgas an gasförmigen Brennstoffen auf 20% sinken. Die verbleibenden 80% sollen von erneuerbarem Ursprung sein. Zukünftige Zusammensetzungen der gasförmigen Energieträger - Biogas, Biomethan, Wasserstoff oder synthetische Gase - sind schwer zu projizieren und erfordern daher schon heute zukunftsorientierte und flexible Planungen.

#### Die Planung des zukünftigen Systems beginnt schon heute!

Um den Klimawandel erfolgreich zu bekämpfen, ist eine Vermeidung von fossilen Energien unumgänglich. Ein neuer und ganzheitlicher Ansatz sowohl für die groß angelegte als auch für die lokale Infrastrukturplanung ist beim Umstieg auf erneuerbare Energieträger notwendig. Ziel muss es sein, die vorhandene Infrastruktur optimal zu nutzen und neue Gasleitungen heute schon als wasserstofftauglich zu errichten sowie Strom und Gas-Netzinfrasturkturbedarf adequat und kohärent zu planen. Die Infrastrukturplanung sollte die Integration verschiedener Energieträger erleichtern und zwischen der Entwicklung neuer oder der Umnutzung bestehender Infrastrukturen basierend auf volkswirtschaftlichen und sozioökonomischen Prinzipien entscheiden.

Das bestehende internationale Gasnetz bildet das Rückgrat des zukünftigen Transportsystems erneuerbarer und kohlenstoffarmer Gase. Die Umnutzung von regionalen Teilsystemen des Gasnetzes ist in der Anfangsphase eine Möglichkeit für einen kosteneffizienten Transport von Wasserstoffanwendungen über Kurzstrecken. Mit zunehmender Bedeutung von Wasserstoff wird eine EU-weite, dedizierte und grenzüberschreitende Infrastruktur, die über Punkt-zu-Punkt-Pipelines innerhalb industrieller Cluster hinausgeht, für den Transport und in Kombination mit Speichern auch für die Speicherung von reinem Wasserstoff in großem Maßstab erforderlich sein.

Im Rahmen der Überarbeitung der Richtlinie über die Infrastruktur von alternativen Kraftstoffen und der Verordnung über die TEN-T-Richtlinien soll der Ausbau von Wasserstofftankstellen bewertet werden. Ebenso muss die Rolle einer CO<sub>2</sub>-dedizierten Infrastruktur, der Transport, die Weiternutzung und auch die Speicherung von CO<sub>2</sub> weitergedacht und analysiert werden.

### 2.6.2.2 EU-Wasserstoffstrategie für ein klimaneutrales Europa

Wasserstoff erfreut sich weltweit und in der EU steigender Aufmerksamkeit. Die vielfältigen Nutzungsmöglichkeiten in Industrie, Transport, Energie- und Wärmeerzeugung machen Wasserstoff zu einem attraktiven Energieträger der Zukunft. Hinzukommt, dass grüner Wasserstoff kein CO<sub>2</sub> in der Erzeugung emittiert und in seiner Verwendung kaum Schadstoffe erzeugt. H<sub>2</sub> ist somit eine wichtige Säule für ein zukünftiges dekarbonisiertes Energiesystem.

Zwischen November 2019 und März 2020 wurde die Liste von global geplanten Investments in die Wasserstoffelektrolyse von 3,2 GW auf 8,2 GW bis 2030 erhöht (57% davon in Europa). Hält man an dieser Strategie fest, so kann der Anteil von Wasserstoff am europäischen Energiemix von weniger als 2% (2018) auf 13-14% bis 2050 angehoben werden.<sup>3</sup>

**Einer der Schlüsselfaktoren, um Treibhausgase bis 2030 um mindestens 50% zu reduzieren, ist die großflächige Bereitstellung von wettbewerbsfähigen grünem Wasserstoff.**

Damit das Potenzial des Energieträgers in Europa weiter gefördert wird, müssen auch die Mitgliedsstaaten agieren. Die europäische Strategie sieht eine Elektrolyseleistung von 40 Gigawatt - rund 10 Millionen Tonnen Wasserstoff jährlich - bis 2030 vor. Um die Bedeutung von elektrolytisch erzeugtem Wasserstoff auch über 2030 hinaus zu stärken, wird eine EU-weite Roadmap bis 2050 definiert:

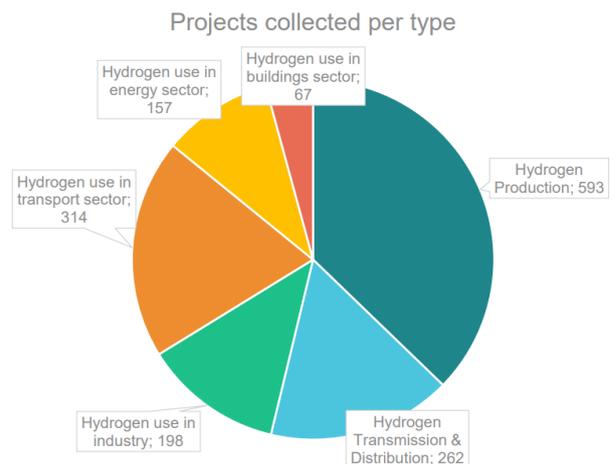
**In einer ersten Phase, von 2020 bis 2024, sollen mindestens 6 GW an Elektrolysen installiert und damit eine Produktion von 1 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff ermöglicht werden.** Im Laufe dieser Phase muss in die Produktion von Elektrolyseanlagen intensiviert werden, um die Gesamtleistung von rund 1 GW im Europäischen Wirtschaftsraum dementsprechend anzuheben. Die Erzeugung von Wasserstoff wird nahe an Abnahmezentren in der Industrie geplant. Der politische Schwerpunkt liegt auf der Festlegung des Rechtsrahmens, um einen funktionierenden und liquiden Wasserstoffmarkt zu ermöglichen.

---

<sup>3</sup> Quelle: A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe

Anfang 2021 initiierte Deutschland das größte gemeinsame europäische Projekt im Rahmen der EU-Wasserstoffstrategie mit rund 62 Einzelprojekten und einer Elektrolyseleistung von rund 2 GW. Weiters sind in Europa bis zum Mai 2021 insgesamt 997 Projekte, welche den Auswahlkriterien der European Clean Hydrogen Alliance entsprechen und im Laufe der Phasen der EU-Wasserstoffstrategie umgesetzt werden sollen, von insgesamt 22 europäischen Mitgliedstaaten gesammelt worden. Geplant ist, dass Zweidrittel dieser Vorhaben bereits bis 2024 durchgeführt werden.

Abbildung 11: Qualifizierte Projekte gem. EU-Kommission

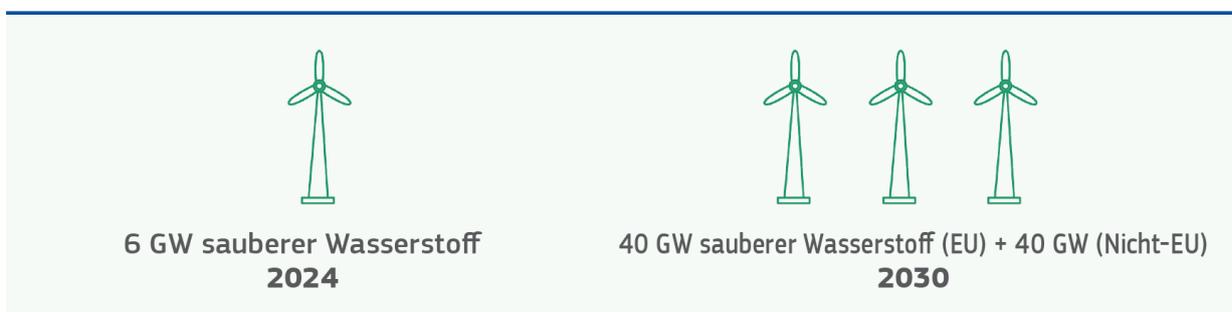


Quelle: Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff

**In einer zweiten Phase, von 2025 bis 2030, sollen insgesamt 40 GW an Elektrolysen installiert werden, um bis zu 10 Millionen Tonnen erneuerbaren Wasserstoff erzeugen zu können.** In dieser Phase wird erwartet, dass grüner Wasserstoff kostengünstiger zu anderen Wasserstoffarten wird. Bedarfsseitige Förderungen werden weiterhin benötigt, um den Umstieg auf eine wasserstoffbasierende Schwer- und Transportindustrie zu vereinfachen. Es wird auch erwartet, dass die Nutzung von Wasserstoff als Flexibilitätsoption und als Speichertechnologie für überflüssigen Strom genutzt wird. Eine EU-weite Wasserstoffinfrastruktur entsteht. Teile des bereits bestehenden Gasnetzes können für den Transport von Wasserstoff umfunktioniert werden und ein Netz aus Wasserstofftankstellen muss geplant werden. Zudem werden große Wasserstoffspeicher notwendig werden.

Bis 2030 strebt die EU die Einführung eines offenen und wettbewerbsfähigen Wasserstoffmarkts mit ungehindertem grenzüberschreitendem Handel und einer effizienten Aufteilung der Wasserstoffversorgung auf die Sektoren an.

Abbildung 12: EU Wasserstoff Roadmap 2020 – 2030



Quelle: Europäische Allianz für sauberen Wasserstoff

**In einer dritten Phase ab 2030 bis gegen 2050 sollten erneuerbare Wasserstofftechnologien ausgereift sein und in großem Umfang eingesetzt werden, um alle schwer zu dekarbonisierenden Sektoren zu erreichen.** In dieser Phase muss die nachhaltige Stromerzeugung massiv ausgebaut werden, da bis zu einem Viertel des nachhaltigen Stroms für die Wasserstoffherzeugung benötigt wird.

Wasserstoff und aus Wasserstoff abgeleitete synthetische Kraftstoffe, die auf kohlenstoffneutralem CO<sub>2</sub> basieren, könnten sich in einer größeren Anzahl von Wirtschaftssektoren bis zur angestrebten Ziellinie im Jahr 2050 durchsetzen.

Das EU-Ziel, welches vorgibt, Wasserstoff im Energiemix von weniger als 2% (Stand 2019) auf 13-14% bis 2050 zu erhöhen, scheint erreichbar, wenn auch unter großen Anstrengungen.

### 3 Planungsrahmen für den Koordinierten Netzentwicklungsplan 2021

Dieses Kapitel beschreibt die österreichischen sowie europäischen Rahmenbedingungen zur Netzentwicklungsplanung. Es wird ein Einblick auf die unmittelbaren Entwicklungen und auf zukünftige regionale Projekte in Europa, speziell in den Nachbarregionen, gegeben. Abschließend werden die möglichen ableitbaren Konsequenzen für die österreichische Fernleitungsinfrastruktur aufgezeigt.

#### 3.1 Berücksichtigte Netzentwicklungspläne

Im nachfolgenden Abschnitt wird die Kohärenz zu den Investitionsplänen für regionale Netze gemäß Art. 12 Abs. 1 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Gas Regional Investment Plans) und dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan gemäß Art. 8 Abs. 3 lit. B der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (Ten Year Network Development Plan) sowie der Langfristigen Planung hergestellt. Für die übergreifende Untersuchung der Rahmenbedingungen, Planmaßnahmen und strategischen Ziele wird neben den Plänen im Gasbereich zusätzlich auch ein kurzer Einblick in den Netzentwicklungsplan 2020 für das Übertragungsnetz der APG aufbereitet. Durch Sektorkopplungsmaßnahmen und -pläne zwischen Gas- und Strominfrastruktur, wie zum Beispiel Elektrolyseure zur Wasserstoffproduktion, wird eine integrierte Betrachtung der beiden Sektoren zukünftig immer bedeutender.

##### 3.1.1 Ten Year Network Development Plan

Der European Network of Transmission System Operators Gas (ENTSO-G) erstellt alle zwei Jahre einen nicht bindenden, gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans (TYNDP), der einen Planungshorizont von zumindest zehn Jahre umfasst. Er liefert neben einer Darstellung der gesamteuropäischen Infrastruktur insbesondere auch eine Betrachtung des Lieferpotenzials, der Marktintegration und der Versorgungssicherheit. 2018 wurde der TYNDP erstmals in Zusammenarbeit mit dem European Network of Transmission System Operators Electricity (ENTSO-E) erstellt.

Ein Ziel des TYNDP ist die Modellierung des integrierten Netzes, um rechtzeitig zukünftige potenzielle Investitionslücken insbesondere in Bezug auf grenzüberschreitende Kapazitäten aufzuzeigen. Entsprechend der Vorschriften in der Verordnung (EG) 715/2009 überprüft ACER die nationalen zehnjährigen Netzentwicklungspläne hinsichtlich ihrer Kohärenz mit dem TYNDP und empfiehlt bei Widersprüchen je nach Sachlage die Änderung eines der betroffenen Pläne.

Im TYNDP werden die Projekte in folgende Kategorien eingeteilt. Zusätzlich dazu wird der PCI-Status gemäß der aktuellen PCI-Liste den Projekten zugeordnet.

- Projekte mit finaler Investitionsentscheidung („FID“)
- Projekte ohne finale Investitionsentscheidung
  - mit fortgeschrittenem Status („Advanced“)
  - mit weniger fortgeschrittenem Status („Less-Advanced“)

In Tabelle 3 werden die österreichischen Projekte dargestellt, welche Teil des TYNDP 2020 sind (siehe auch den [Investment Project Annex A](#) des TYNDP 2020 für weitere Details).

Tabelle 3: TYNDP 2020 Projekte Fokus Österreich

TYNDP Projektnr.	Projektname	Status im TYNDP 2020	Projekte im KNEP 2020	4. PCI Liste
TRA-F-954	TAG Reverse Flow	FID	<a href="#">TAG 2016/01</a>	Nein
TRA-N-361	GCA 2015/08: Entry Murfeld	Less-Advanced	<a href="#">GCA 2015/08</a>	Ja, 6.26.1
TRA-A-21	Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (CZATi)	Advanced	<a href="#">GCA 2015/01a</a>	Nein

Quelle: ENTSOG, TYNDP 2020 – Annex A

### 3.1.1.1 Absatzszenarien für den Ten Year Network Development Plan 2020

Im TYNDP 2018 hat ENTSOG erstmalig mit ENTSO-E gemeinsame Szenarien für ein zukünftiges low-carbon Energiesystem durch integrierte Betrachtung von Stromerzeugung und -last zusammen mit dem Gasbedarf und der Gasversorgung sowie im Einklang mit den EU-Klimazielen und den Rohstoffpreisen entwickelt. Diese unterschiedlichen Szenarien zeigen mögliche zukünftige europäische Energieentwicklungen, sogenannte „Storylines“ für die europäischen Gas- und Stromsysteme bis 2050 auf. Die Best Estimate Szenarios für 2020 und 2025 basieren auf dem Input der Fernleitungs- und Übertragungsnetzbetreiber und widerspiegeln alle derzeitigen nationalen und europäischen Regulierungen inklusive dem Merit Order Switch „Gas before Coal“ (GBC) 2025. Folgende drei Storylines, welche die ENTSOs gemeinsam mit den Stakeholdern nach verschiedenen methodologischen Ansätzen erarbeitet haben und welche auf unterschiedliche volkswirtschaftliche und gesellschaftliche Rahmenbedingungen aufgebaut sind, werden für 2030 und 2040/2050 angenommen:

#### ► National Trends (NT)

- Bottom-up Ansatz basierend auf den Eingangsdaten der Fern- und Übertragungsnetzbetreiber im Einklang mit den nationalen Klima- & Energieplänen der Mitgliedsstaaten für 2030
- Konform mit dem europäischen klima- und energiepolitischen Rahmen 2030
  - Reduktion der Treibhausgasemissionen von min. 40% gegenüber 1990
  - Mindestens 32% Energie aus erneuerbaren Quellen
  - Steigerung der Energieeffizienz um min. 32,5%
- Konform mit dem langfristigen Ziel für 2050 der EU
  - Reduktion von 80% – 95% der Treibhausgasemissionen gegenüber 1990

► **Global Ambition (GA)**

- Top-Down Ansatz von ENTSO-E und ENTSG mit der politischen Vision der Europäischen Kommission
- Konform mit dem 1,5 °C Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens
- Konform mit dem europäischen klima- und energiepolitischen Rahmen 2030
- Zentralisierte Energieproduktion steht im Vordergrund
- Kostenreduktion durch Massenproduktion von erneuerbaren Technologien
- Importe spielen weiterhin auch eine Rolle

► **Distributed Energy (DE)**

- Top-Down Ansatz von ENTSO-E und ENTSG gemäß der politischen Vision der Europäischen Kommission
- Konform mit dem 1,5 °C Ziel des Pariser Klimaschutzabkommens
- Konform mit dem europäischen klima- und energiepolitischen Rahmen 2030
- Focus liegt auf einem dezentralisierten Energiesystem
- Der Endverbraucher als „Prosumer“, welcher aktiv am Energiemarkt teilnimmt steht im Vordergrund
- „Small-scale“ Anwendungen und Kreislaufwirtschaft

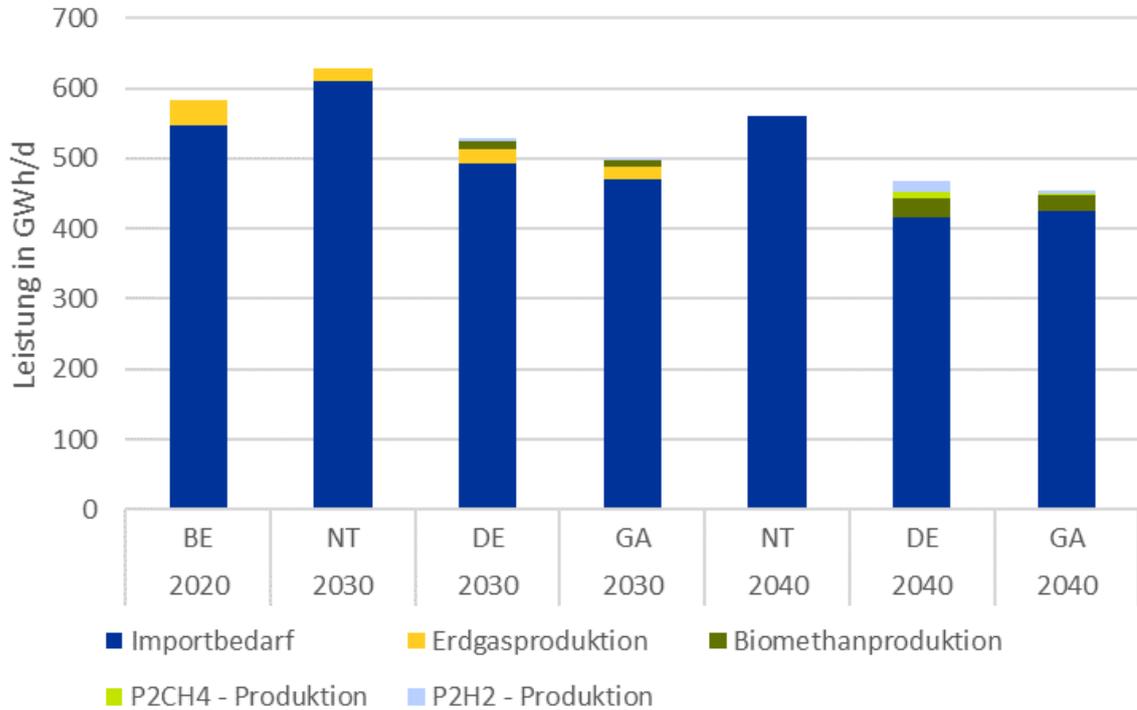
Abbildung 13: TYNDP 2020 Szenarios and Storylines



Quelle: ENTSG & ENTSO-E, TYNDP 2020 Scenario Report

Abbildung 14 stellt die maximal benötigte Leistung in (GWh/d) für Österreich aufgeteilt nach Importbedarf, inländische Produktion von Erdgas, Biomethan, grünen Wasserstoff (P2H2) und synthetischem Methan (P2CH4) für die jeweiligen Szenarien und Jahre dar.

Abbildung 14: TYNDP Szenariendaten für Österreich

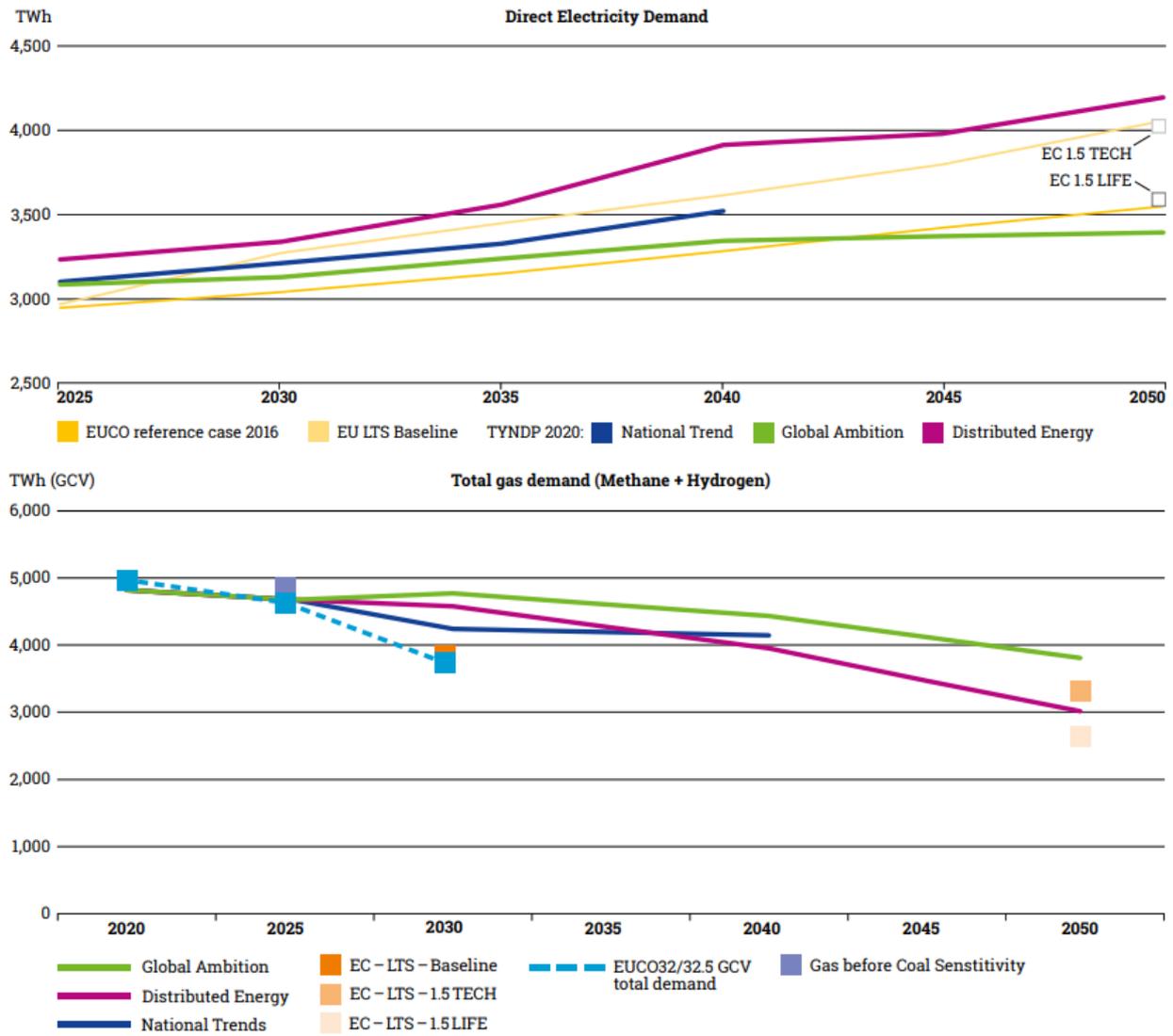


Quelle: eigene Darstellung basierend auf TYNDP 2020 Scenario Data (<https://www.entsos-tyndp2020-scenarios.eu/download-data/>) abgerufen am 30.09.2020

Abbildung 15 zeigt die unterschiedlichen Annahmen des Gasverbrauchs und des Stromverbrauchs je TYNDP 2020 Szenario. Es zeigt, dass der direkte Stromverbrauch im Gegensatz zum Gasverbrauch durch den vermehrten Einsatz von Elektromobilitätsanwendungen und elektrischen Wärmepumpen ansteigt.

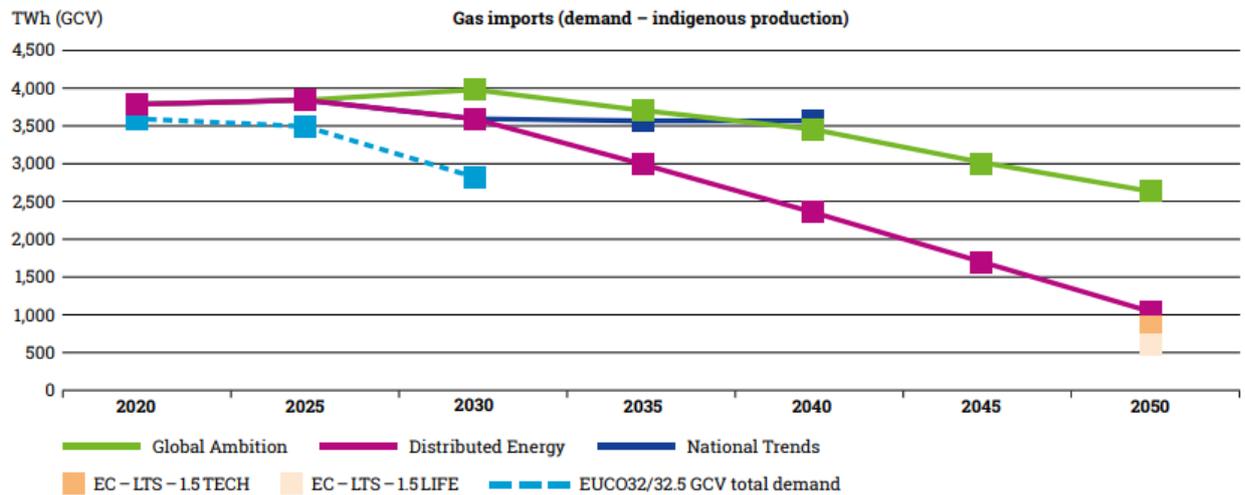
Abbildung 16 veranschaulicht die Trends der Gasaufbringung. Es wird ein starker Rückgang der Inlandsproduktion erwartet, welcher durch die Produktion von Biomethan und Power-to-Gas (siehe Abbildung 17) und durch Import aus Russland und Norwegen bzw. mittels LNG kompensiert werden sollen.

Abbildung 15: EU-Jahresverbrauch Strom (oben) und Gas (unten) nach Szenario



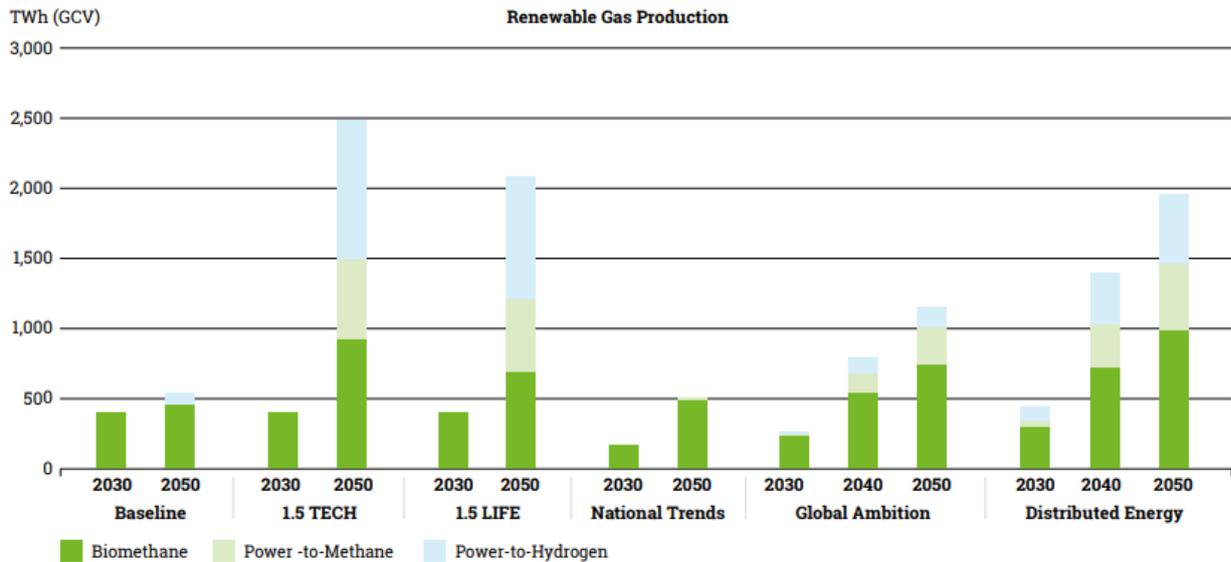
Quelle: ENTSOG & ENTSO-E, TYNDP 2020 Scenario Report

Abbildung 16: Gasimporte je Szenario und Jahr



Quelle: ENTSOG & ENTSO-E, TYNDP 2020 Scenario Report

Abbildung 17: Produktion von erneuerbaren Gasen nach Szenario und Jahr

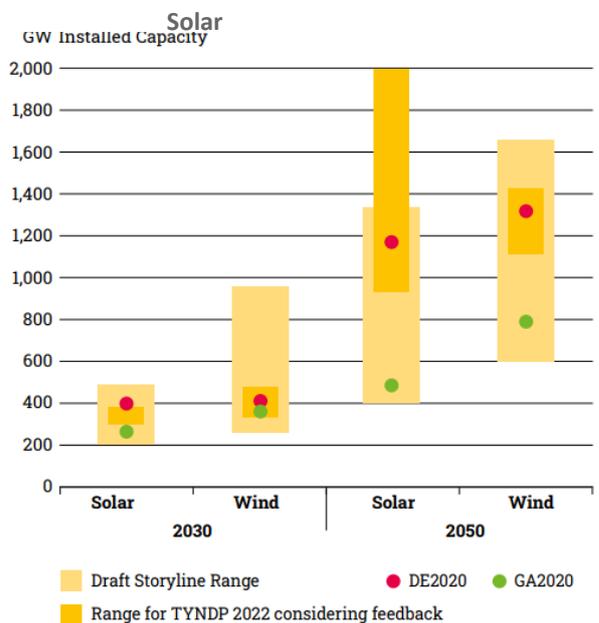


Quelle: ENTSOG & ENTSO-E, TYNDP 2020 Scenario Report

### 3.1.1.2 Absatzszenarien für den TYNDP 2022

Für den TYNDP 2022, welcher Anfang 2022 veröffentlicht werden soll und sich zur Zeit der Erstellung dieses KNEPs noch in der Quantifizierungsphase der Szenarien befindet, gibt es im Vergleich zum Plan aus 2020 einige Anpassungen. Vor allem die Einbeziehung der Stakeholder (über 80 Beteiligte aus über 35 Ländern) zur verstärkten Mitberücksichtigung von Feedback sowie die Festlegung von Wertebereichen für relevante Parameter der Szenarien wurden verbessert. Im Rahmen von Q&A Events konnten beispielsweise TSOs, internationale Branchenvertreter, Verbände, Regulatoren, Technik- und Normungsunternehmen, Wissenschaftler und Universitäten sowie Technologie- und Innovationsbetriebe aktiv Vorschläge und Fragen dem TYNDP-Team kommunizieren.

Abbildung 18: Installierte Kapazitäten für Wind und Solar



Quelle: ENTSOG & ENTSO-E, TYNDP 2022 Scenario Final Storyline Report

Aufbauend auf den Erkenntnissen des TYNDP 2020 wird für die Szenarien des TYNDP 2022 unter anderem angenommen, dass erneuerbare Energieträger (Wind und Solar) weiterhin wichtige Schlüsselkomponenten für den künftigen dekarbonisierten Energiemix sind.

Im Global Ambition 2020 Szenario wurde beispielsweise noch von einem fixen Wert für die installierten Kapazitäten im Solarbereich ausgegangen. Der TYNDP 2020 definierte für das Jahr 2030 264 GW bzw. für 2050 483 GW. Im TYNDP 2022 wurden anhand externer Studien und Szenarien Wertebereiche für alle TYNDP Szenarien festgelegt. Ausschlaggebend sind dabei die maximalen technischen Potenziale sowie die Ober- und Untergrenzen der möglichen Kapazitäten je Technologie. Für die Solar-PV-Kapazitäten geht man im Jahr 2030 von mindestens 300 und maximal 380 GW (Steigerung von 13-48%) aus. Die Obergrenze wird durch das Potenzial im EC ALLBNK Szenario definiert und die Untergrenze beruht auf historischen Trends. Für 2050 erstreckt sich dieser Bereich von 930 bis 2000 GW (ein Plus von 95-410%) wobei hier das PAC bzw. das EC REG Szenario der Orientierungsrahmen nach oben und unten sind.

Zusätzlich zum optimierten Prozess haben sich auch die zeitlichen Parameter verändert. So wird es im 2022 veröffentlichten Bericht beispielsweise das „Best Estimate“ Szenario für 2022 und 2025 geben. Sowohl das „Best Estimate“ als auch das „National Trends“ Szenario werden im bottom-up Prinzip entwickelt und quantifizieren durch die Integration von Daten der Länder und TSOs die aktuellen nationalen und europäischen Regelungen und deren Auswirkungen wie sie Ende 2020 angegeben wurden.

Für die langfristigen Ziele werden weiterhin die 3 TYNDP Szenarien von 2030 bis 2050 (National Trends, Global Ambition und Distributed Energy) herangezogen.

Abbildung 19: TYNDP 2022 Final Storyline Report

The following table provides an overview of storyline differentiation on the basis of the high-level drivers.

	 <b>Distributed Energy</b> Higher European autonomy with renewable and decentralised focus	 <b>Global Ambition</b> Global economy with centralised low carbon and RES options
<b>Green Transition</b>	At least -55 % <sup>a</sup> reduction in 2030, climate neutral in 2050	
<b>Driving force of the energy transition</b>	Transition initiated on local /national level (prosumers)	Transition initiated on a European /international level
	Aims for EU energy autonomy through maximisation of RES and smart sector integration (P2G/L)	High EU RES development supplemented with low carbon energy and imports
<b>Energy intensity</b>	Reduced energy demand through circularity and better energy consumption behaviour	Energy demand also declines, but priority is given to decarbonisation of energy supply
	Digitalisation driven by prosumer and variable RES management	Digitalisation and automation reinforce competitiveness of EU business
<b>Technologies</b>	Focus of decentralised technologies (PV, batteries, etc) and smart charging	Focus on large scale technologies (offshore wind, large storage)
	Focus on electric heat pumps and district heating	Focus on hybrid heating technology
	Higher share of EV, with e-liquids and biofuels supplementing for heavy transport	Wide range of technologies across mobility sectors (electricity, hydrogen and biofuels)
	Minimal CCS and nuclear	Integration of nuclear and CCS

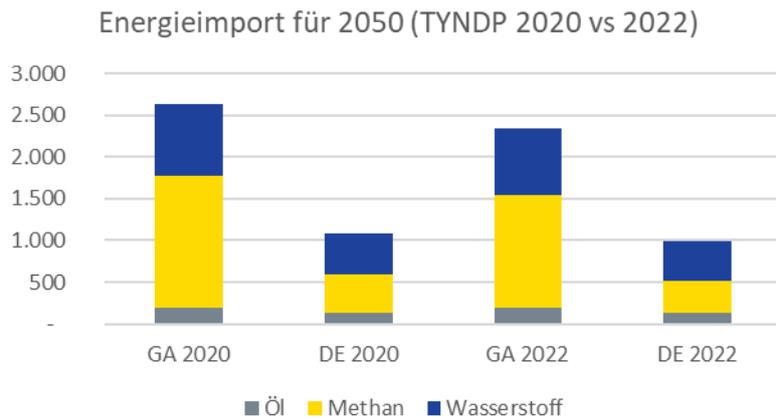
Quelle: ENTSOG & ENTSO-E

Eine Veränderung zum TYNDP 2020 ist durch das Austreten des Vereinigten Königreichs aus der EU im Jänner 2020 entstanden. Wo der Szenarioreport 2020 noch 28 Mitgliedsstaaten berücksichtigte, gehen die neuen Szenarien nur noch von den EU-27 aus. Ebenso wurde die Reduktion der Treibhausgasemission verschärft. Am 17. September 2020 hat die Europäische Kommission bestätigt, dass die Treibhausgasemissionen bis 2030 (in Vergleich zu 1990) um mindestens 55% reduziert werden sollen.

Die Szenarien des TYNDP 2022 basieren auf der Annahme, dass ein neues EU-Klimagesetz, welches durch den Green Deal vorangetrieben wird, diese Vorgaben erweitert. Weitere wesentliche Änderungen bei den Rahmenbedingungen der Szenarien zur Version aus dem Jahr 2020 gibt es nicht.

Erste Vergleiche zwischen den TYNDP 2020 und TYNDP 2022 können nur begrenzt gezogen werden, da die Quantifizierung bzw. die Veröffentlichung der Daten noch aussteht. Ein direkter Vergleich ist beim Energieimport für 2050 möglich. Hier sehen die ENTSOs einen geringfügig verringerten Importbedarf für Öl, Methan und Wasserstoff, als 2020 angenommen wurde, vor.

Abbildung 20: TYNDP 2022 Scenario Final Storyline Report & TYNDP 2020 Scenario Report



Quelle: Eigene Darstellung nach ENTSOG & ENTSO-E

### 3.1.2 PCI Projekte mit Fokus auf Österreich

PCI sind bedeutende und hauptsächlich grenzüberschreitende Infrastrukturprojekte (Gas, Strom, Erdöl, SmartGrid, CO<sub>2</sub>) in der Europäischen Union mit dem Ziel, allen Bürgern leistbare, sichere und nachhaltige Energie im Einklang mit den Pariser Klimaschutzziele zugänglich zu machen. Gemäß der Verordnung (EU) Nr. 347/2013 (sog. „TEN-E“ Verordnung) wird die Unionsliste alle zwei Jahre als delegierte Verordnung von der Europäischen Kommission erstellt und veröffentlicht. Die aktuelle (vierte) PCI-Liste<sup>4</sup> wurde am 31.10.2019 veröffentlicht.

Die ausgewählten Projekte profitieren von einem beschleunigten Verfahren zur Genehmigung (mit einer Maximalzeit von 3 Jahren und 6 Monaten) und Umsetzung und haben die Möglichkeit, Fördermittel von der Europäischen Union zu beantragen.

Diese Projekte wurden anhand der nachfolgenden Kriterien ausgewählt:

- ▶ Signifikanter Einfluss auf mindestens 2 EU-Länder
- ▶ Verbesserung der Marktintegration bzw. der Integration der nationalen Netzwerke
- ▶ Stärkung des Wettbewerbs durch Ermöglichung alternativer Transportrouten
- ▶ Steigerung der Versorgungssicherheit (SoS)
- ▶ Beitrag zu den Klima- und Energiezielen der EU durch Integration von erneuerbaren Energien

Auf der 4. PCI-Liste befinden sich folgende Projekte in Österreich:

Tabelle 4: PCI Projekte in Österreich

Projektnummer	Projektname	Projekte im KNEP 2021
PCI 6.26.1 als Teil von: Cluster Kroatien – Slowenien – Österreich bei Rogatec	GCA 2015/08: Entry Murfeld	<a href="#">GCA 2015/08</a>

Quelle: Europäische Kommission, Anhang zur Unionsliste der Vorhaben von gemeinsamem Interesse, Oktober 2019

Die Projekte [GCA 2015/01a](#) Bidirectional Austrian-Czech Interconnector (CZATi) und GCA 2015/05 Entry Mosonmagyaróvár (nicht mehr im KNEP 2020 enthalten) waren als PCI 6.4 bzw. als Teil von PCI 6.24.1 noch Bestandteil der dritten PCI-Liste, wurden jedoch nicht mehr in die aktuelle vierte PCI-Liste aufgenommen.

<sup>4</sup> Anhang der 4. PCI Liste: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/c\\_2019\\_7772\\_1\\_annex\\_de.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/c_2019_7772_1_annex_de.pdf)

### 3.1.3 Langfristige Planung 2021

Parallel zu ihrer Rolle als Marktgebietsmanager und der damit verbundenen Aufgabe zur Erstellung des Koordinierten Netzentwicklungsplans verfasst die AGGM als Verteilergebietsmanager die Langfristige Planung für die Gas-Verteilernetzinfrastruktur in Österreich.

Generelles Ziel der Langfristigen Planung ist es, im Verteilergebiet entsprechende Transportkapazitäten sicherzustellen. Damit sollen sowohl die Endkunden versorgt als auch die Transportanforderungen der Speicher und Produzenten sichergestellt werden können.

Der Bedarf der Endkunden wird anhand von 3 Absatzszenarien analysiert, wobei zwei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten der Gaskraftwerksleistung und zwei unterschiedliche Entwicklungen der sonstigen Endkunden miteinander kombiniert wurden.

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

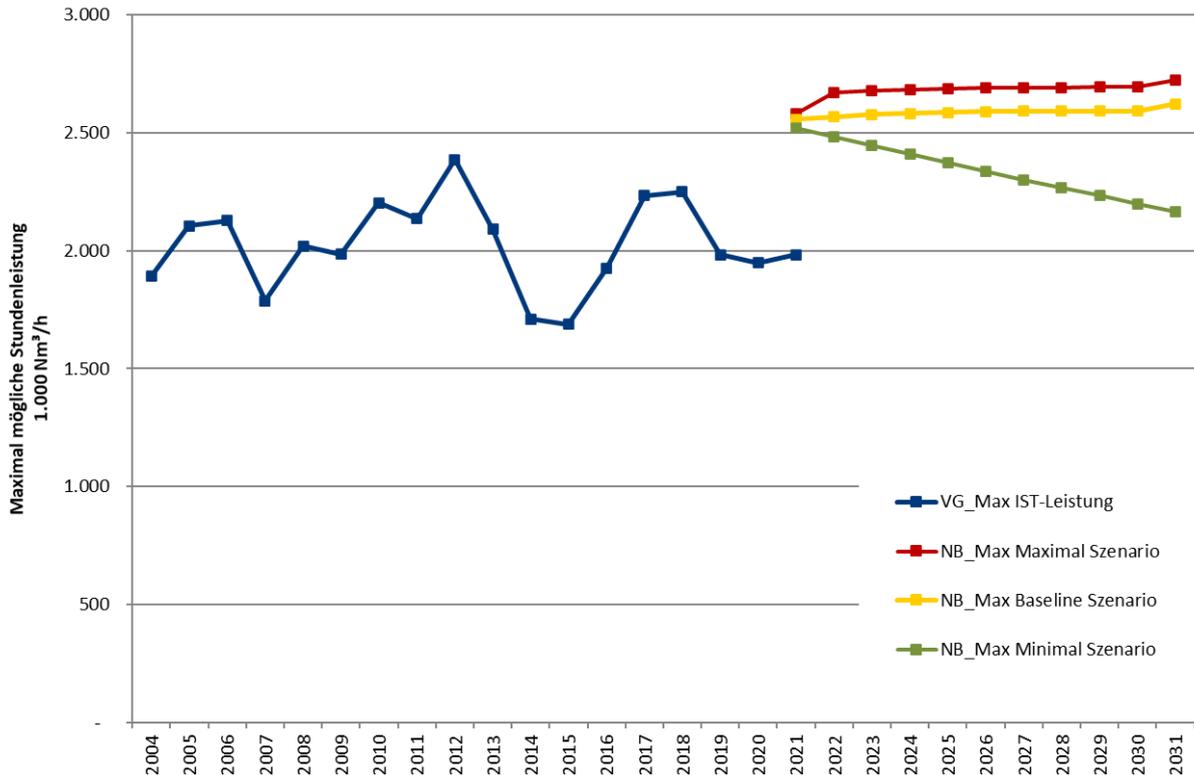
Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergebiet Ost in der Höhe von 2.386 kNm<sup>3</sup>/h gemessen. Der hohe Gasabsatz ist sowohl auf die langanhaltende Kälteperiode als auch auf die hohe Stromproduktion zurückzuführen. Ein annähernd so hoher Absatz wurde im Jänner 2017 und im Februar 2018 verzeichnet. Der im Februar 2012 gemessene historische Spitzenabsatz wird als Ausgangsbasis für die Absatzszenarien der LFP 2020 herangezogen.

In Abbildung 21 ist die IST-Leistung und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2004 bis 2031 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei definierten Szenarien dargestellt ist.

Die in Abbildung 21 dargestellte IST-Leistung und die zukünftige maximal mögliche Stundenleistung beruhen auf unterschiedlichen methodischen Betrachtungen. Die im Diagramm dargestellte IST-Leistung ist der historische gemessene gleichzeitige Gasabsatz im Verteilergebiet Ost (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).

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

Abbildung 21: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, LFP 2021

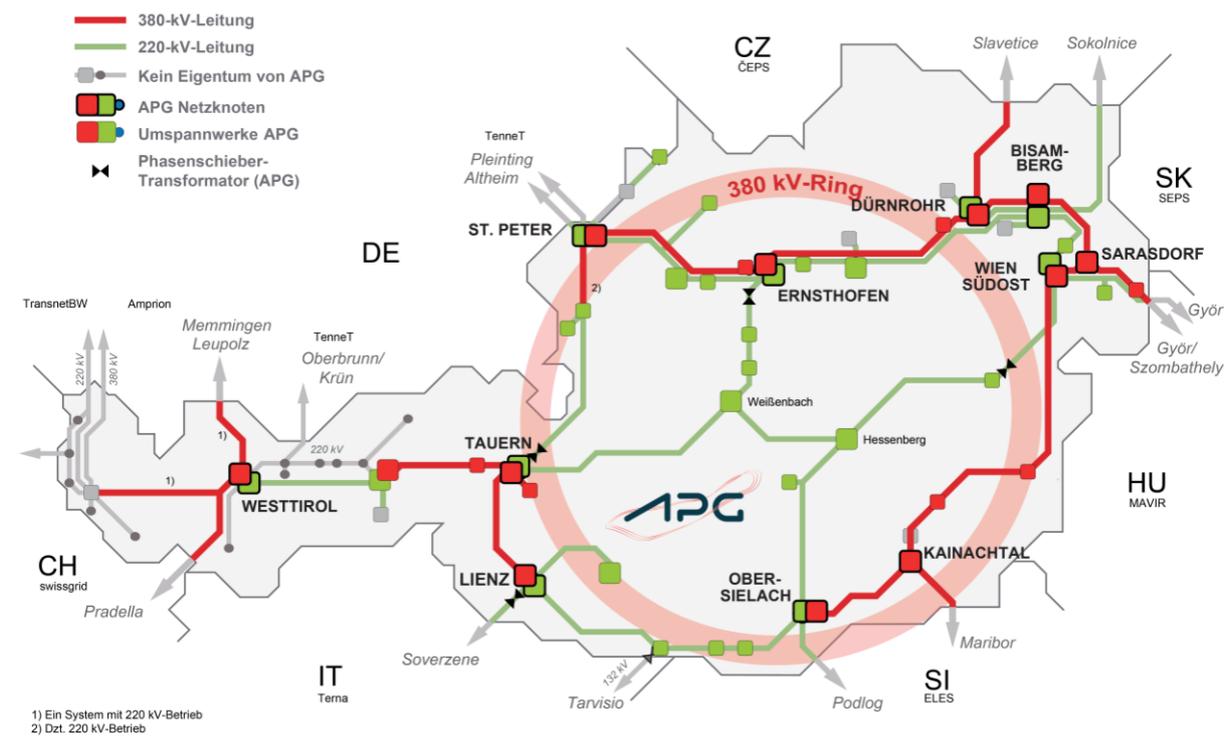
Als Ergebnis der LFP 2021 kann festgehalten werden, dass im Gegensatz zum Fernleitungsnetz keine zusätzlichen Kapazitätsbedarfe erforderlich sind.

### 3.1.4 Netzentwicklungsplan 2020 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG)

Ähnlich zum Koordinierten Netzentwicklungsplan für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich sieht das Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (§37 EIWOG 2010) die Erstellung eines Netzentwicklungsplans (NEP) für das Übertragungsnetz vor. Seit der EIWOG Novelle von 2021 hat der Übertragungsnetzbetreiber der Regulierungsbehörde alle zwei Jahre einen Netzentwicklungsplan mit einem Planungsrahmen von zehn Jahren vorzulegen. In diesem Plan sind basierend auf der aktuellen Lage die Prognosen im Bereich von Angebot und Nachfrage darzustellen.

Durch die Veröffentlichung des NEPs werden alle Marktteilnehmer über die geplanten Netzausbauten (Erweiterungsinvestitionen) informiert. Für die zielgerechte Entwicklung des Übertragungsnetzes ist die Realisierung der Projekte im NEP sowie die allgemeine Erhöhung der Netzkapazitäten eine wichtige Stütze zur Erreichung der österreichischen Klima- und Energieziele. Eines der zentralen Themen im NEP 2020 waren hierbei die Netzintegration der erneuerbaren Energieträger (EE) sowie deren Auswirkungen und mögliche Handlungsrahmen für das bestehende Netz. Grundlage für eine leistungsfähige Übertragungsnetzinfrastruktur und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind die im NEP definierten Projekte und Ziele.

Abbildung 22: Das österreichische Übertragungsnetz



Quelle: APG 2020

Der Status quo des österreichischen Stromnetzes dient als Basis zur Stärkung Österreichs als attraktiven Wirtschaftsstandort. APG investiert dazu in den nächsten 10 Jahren 2,9 Milliarden Euro in den Aus- und Umbau sowie die Modernisierung der Netzinfrastruktur.

Im Zuge des NEPs werden nicht nur nationale Interessen aufgearbeitet und fokussiert, sondern auch der europäische und internationale Rahmen betrachtet. Der EU Green Deal (keine Netto-Treibhausgasemissionen mit Fokus 2050) sowie das Clean Energy Package (Gesetzespaket der Europäischen Union zur Bereitstellung von sauberer Energie für alle EuropäerInnen) waren bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2020 nur ein Teil der rechtlich- und strategischen Grundlagen zur Definierung der Maßnahmen und Milestones:

- Klimagerechter Umbau aller Sektoren, insbesondere des Energiesystems und der Infrastruktur
- Umfassender neuer Rechtsrahmen mittels Erneuerbaren Ausbau Gesetz (EAG)
- Zielsetzung 100% (national bilanziell) Versorgung mit Ökostrom
- Erstellung eines integrierten Netzinfrastrukturplans
- Integration der Energiesysteme durch Sektorkopplungen

Der Ausbau von erneuerbaren Energieträgern zeigt sich aufgrund der nicht ständigen Verfügbarkeit (z. B. Windkraft bei unterschiedlichen Wetterlagen) als einer der zentralen Punkte des NEPs. Sowohl der Ausbau zur Förderung des Anteils am Endverbraucher mix als auch die damit verbundene Sicherung der Funktionalität des Netzes stehen dabei im Mittelpunkt des Planes. Historisch lässt sich feststellen, dass die Dynamik des EE-Ausbaus sehr progressiv ist (Ausbau der Windkraft in der EU von 41 GW in 2005 auf 205 GW in 2019). Durch die Umstellung

des zurzeit aus fossilen Quellen erzeugten Stroms auf Erneuerbare und der Fokuswechsel in der Industrie auf strombasierte Prozesse sowie vermehrter E-Mobilität wird im NEP 2020 angenommen, dass die Dynamik beim Ausbau weiter steigt und noch progressiver wird.

Für den NEP 2021 sah die APG bei der Erstellung des NEP 2020 folgende Maßnahmen, politische Hintergründe und Rahmenbedingungen beim Ausbau der Infrastrukturen vor:

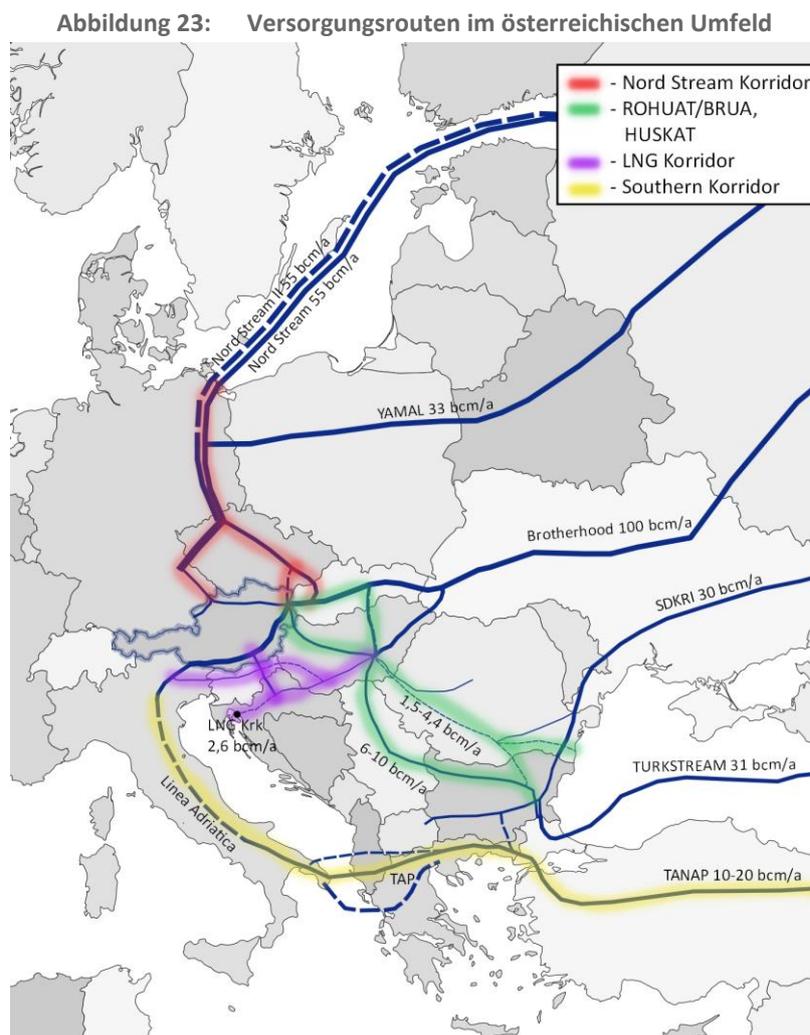
Tabelle 5: Maßnahmen Netzentwicklungsplan Strom 2021

<b>Herausforderungen</b>	<b>Beschreibung</b>
<i>Energiepolitische Änderungen</i>	Energie- und Klimaziele der EU, Förderung von Energieeffizienz, EE-Ausbau, Diversifizierungsstrategien hinsichtlich Primärenergieträgern sowie zur Reduktion der Importabhängigkeit (z. B. bei Erdgas), etc.
<i>Ausbau der erneuerbaren Energieträger</i>	Für die kommenden Jahre ist aufbauend auf dem Pariser Klimazielen und der nationalen Strategie zum Ausbau der EE davon auszugehen, dass dieser Trend fortgesetzt wird.
<i>Nachfrageseite national</i>	Die Entwicklungen auf Nachfrageseite zeigen, dass die Strominfrastrukturen weiter an Bedeutung gewinnen werden.
<i>Aufbringungsseite national</i>	Veränderungen der Primärenergieträger und Kraftwerkspark haben Einfluss bei der nationalen Aufbringung.
<i>Internationaler Einfluss</i>	Energiewirtschaftliche Entwicklungen und Fokuswechsel am Energiemarkt (Aufbringungs- und Marktentwicklung) sowie Veränderung der Import-Export-Muster haben internationale Wechselwirkungen.
<i>Aktuelle und zukünftige Entwicklungen</i>	Neue Technologien wie vermehrte Elektromobilität in Zusammenhang mit der zunehmenden Digitalisierung und die Sektorkopplungen mit dem Erdgasnetz werden Auswirkungen auf das Stromnetz haben.

Quelle: APG 2020

### 3.2 Regionale Netzentwicklung der europäischen Gasinfrastruktur und deren Auswirkungen auf die österreichische Gasinfrastruktur

In diesem Kapitel wird ein kompakter Einblick in die europäische Netzentwicklungsplanung mit dem Schwerpunkt auf für die österreichische Gasinfrastruktur relevante Projekte geboten. Neben den möglichen und zukünftigen Transport- und Versorgungsrouten nach und um Österreich wie beispielsweise Nord Stream II, ROHUAT/HUSKAT, LNG Korridor oder der Southern Corridor wurden auch die letztverfügbaren Netzentwicklungspläne der Nachbarländer Deutschland, Ungarn und Slowenien in diesem Kontext analysiert und berücksichtigt. Der letztverfügbare Netzentwicklungsplan des Nachbarlandes Italien wurde auf Key Facts reduziert und aus dem italienischen übersetzt. Um eine gesamtheitliche Betrachtung des europäischen Gasnetzes zu ermöglichen, flossen in diesem Abschnitt auch die jeweiligen Ten Year Network Development Plans von Bulgarien, Kroatien, Tschechien und der Slowakei ein. Die aktuellen Netzentwicklungspläne der Nachbarländer Tschechien und Slowakei konnten auf deren Inhalte und Zusammenhänge jedoch nur bedingt berücksichtigt werden, da diese Dokumente nur in den jeweiligen Landessprachen veröffentlicht wurden. Da der Neubau und die Erweiterung des Versorgungsnetzes auch europäische Relevanz haben, finden sich die meisten „großen“ Projekte auch im ENT SOG TYNDP 2020 wieder. Ein vereinfachtes Infrastrukturnetz ist in Abbildung 23 dargestellt.



Quelle: eigene Darstellung

### 3.2.1 Entwicklungen in Deutschland und Tschechien

Das Nord Stream II Projekt mit einer Kapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr, das im TYNDP 2020 (TRA-F-937) vertreten ist, soll die Versorgungssicherheit der EU durch eine weitere direkte Verbindung über die Ostsee zwischen der EU und Russland verbessern. Die Leitung mit einer gesamten Länge von 1230 km und einem Durchmesser von 1153 mm wird vollständig Offshore und weitgehend parallel zur Route der bereits bestehenden Nord Stream I Pipeline verlegt. Der Startpunkt liegt in der Nähe der Narwa-Bucht, wo das Gas über die Kompressorstation Slawjanskaja eingespeist wird. Der Endpunkt liegt an der nordostdeutschen Küste in Lubmin bei Greifswald, wo das Gas durch den Fernleitungsnetzbetreiber Gascade übernommen und in das europäische Fernleitungsnetz eingespeist wird.

Der Bau startete im Februar 2018 und sollte mit Oktober 2019 fertiggestellt werden. Das Projekt wurde aber zunächst durch fehlende Genehmigungen aus Dänemark blockiert. Im Oktober 2019 erfolgte schlussendlich die Zulassung zu dem Bau durch dänische Gewässer. Im Dezember desselben Jahres mussten alle Arbeiten an Nord Stream II aufgrund von Sanktionen der US-Regierung pausiert werden. Derzeit ist geplant, dass der Bau des Projekts noch im August 2021 abgeschlossen wird und ein Betrieb Ende des Jahres möglich ist.

Durch die kommerzielle Inbetriebnahme wird insgesamt eine Kapazität von 1.750 GWh/d zur Verfügung stehen.

Um die verfügbare Menge an Gas innerhalb der EU verteilen zu können, sind weitere Maßnahmen zum Ausbau der Infrastruktur in Deutschland, Tschechien und der Slowakei im Rahmen des Projekts Capacity4Gas gebaut worden. Die Capacity4Gas-Leitung ist seit Jänner 2021 in Betrieb und transportiert 27,5 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr.

Insgesamt soll das Maßnahmenbündel das zentraleuropäische Netz robuster und flexibler halten und die Versorgung für Deutschland, Tschechien und andere europäische Staaten sichern. Dafür errichteten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber GASCADE, Fluxys, Gasunie und ONTRAS die 485 km lange Doppelleitung EUGAL (Europäische Gasanbindungsleitung) durch die Bundesländer Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Sachsen von Lubmin bis zum tschechischen Grenzpunkt Deutschneudorf/Brandov. Die vollständige Inbetriebnahme erfolgte im April 2021, womit nun eine Kapazität von 55 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr transportiert werden kann. Dafür wird auch der Interconnection Point Brandov(CZ)/Deutschneudorf(DE) ertüchtigt, um 2021 insgesamt 1.119 GWh/d nach Tschechien einspeisen zu können.

Eine weitere Maßnahme in Tschechien, neben dem Projekt Capacity4Gas, ist der Interconnection Point Lanžhot zwischen Tschechien und der Slowakei, welcher wiederum auch ertüchtigt wurde und 913,7 GWh/d in die Slowakei transportieren kann.

Auf tschechischer Seite soll eine Kapazitätserhöhung von 333 GWh/d Richtung Slowakei zur Verfügung stehen. Auf slowakischer Seite ist durch den Bau einer neuen Kompressorstation ebenfalls die Entry Kapazität um 884 GWh/d erhöht worden. Ein Blick in die ENTSOG

Transparency Plattform zeigt, dass, mit Jahresbeginn 2020, die zur Verfügung stehenden Kapazitäten an dem Interconnection Point erhöht worden sind, das Projekt ist somit abgeschlossen.

Ein Großteil der Gasmenge aus Nord Stream II kann somit ab 2021 durch Tschechien nach Süddeutschland bzw. über die Slowakei nach Baumgarten transportiert werden.

#### [CZAT Route](#)

Der neue „Czech-Austrian-Interconnector“ stellt eine direkte Verbindung zwischen dem Fernleitungsnetz der Gas Connect Austria auf österreichischer Seite und dem der NET4GAS, s.r.o. auf tschechischer Seite her. Ziel des Projekts ist es, erstmals technische bidirektionale Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen. Gemäß aktueller Planung wird die inkrementelle Kapazität gemeinsam mit NET4Gas und gemäß Artikel 29 NC CAM im Juli 2022 zur Versteigerung angeboten werden.

Neben der damit verfolgten weiteren Marktintegration, den angedachten Konzepten zur Marktverbindung und den neu entstehenden Flexibilitäten für die Netzbenutzer wird mit dem Interkonnektor auch ein entscheidender Beitrag zur Implementierung des „Nord-Süd“ Korridors geleistet.

Durch die Umsetzung der Projekte Nord Stream II und EUGAL kann aus den künftigen zusammengelegten Marktgebieten in Deutschland Gas über Tschechien nach Österreich transportiert werden. Damit wird nicht nur direkt zu einer Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen, sondern auch der tschechische Markt wird durch eine direktere Anbindung an die österreichischen Speicher unterstützen.

#### [Verbindung DE-AT: Zusätzliches Kapazitätsangebot](#)

Gas Connect Austria hat binnen Frist eine unverbindliche Nachfrage erhalten, Wasserstoff am Grenzkopplungspunkt Überackern SUDAL auszuspeisen. Übersetzt in die Logik von Einspeise-Ausspeise-Systemen bedeutet dies, dass der Markt Gas Connect Austria beauftragt hat, einen Transport von Wasserstoff vom österreichischen Virtuellen Handlungspunkt/ VHP zum deutschen VHP zu projektieren.

Die nachgefragte Transportkapazität lässt sich der Höhe nach jedoch nicht mittels Beimischung (Blending) von Wasserstoff in den Gasstrom darstellen, sondern bedarf dedizierter Wasserstoff-Infrastruktur, also eines Neubaus oder einer Umwidmung bestehender Leitungen. Weil aber dieser Wasserstofftransport nicht mittels Beimischung in den Gasstrom der bestehenden Netz-Infrastruktur möglich ist, ist zur Darstellung des Transportfalls jedenfalls und komplementär auch ein Transport (Zugang) zum österreichischen VHP zu projektieren.

Dazu fehlt Gas Connect Austria auf Basis der erhaltenen Nachfrage jedoch die Information, aus welcher Quelle der zu transportierende Wasserstoff aufgespeist werden soll. Daher ist es Gas Connect Austria bei gegebenem Informationsstand nicht möglich, ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität einzuleiten. Gas Connect Austria behält sich jedoch vor, für den Fall einer

entsprechend geänderten Fakten- und Informationslage ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität einzuleiten.

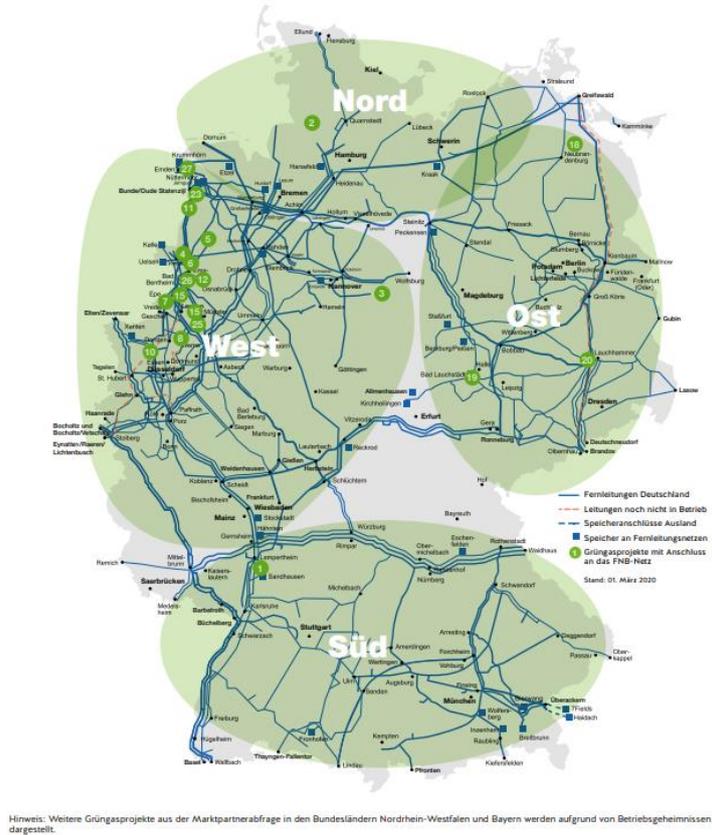
Das „Trading Region Upgrade Do It Yourself“ (TRUD!Y) - Service wird Transportkunden in Deutschland und der Schweiz ermöglichen, sich direkt über den Central European Gas Hub (CEGH), dem virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost, zu versorgen. Eine weitere Verbindungsmöglichkeit in Richtung Marktgebiet Tirol wird derzeit ebenfalls untersucht. Entwickelt wird das neue, innovative Service von den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und bayernets.

Im Lichte der aktuellen Diskussionen und Bestrebungen in Richtung Klimaneutralität stellt TRUD!Y eine intelligente und zeitgemäße Lösung dar, da die Leistungsabwicklung auf bestehende Infrastruktur zurückgreift und folglich keine zusätzlichen Investitionen in einen Netzausbau erfordert. Damit entspricht TRUD!Y auch den Interessen der Europäischen Union, Märkte einfach und kosteneffizient miteinander zu verbinden. Gleichzeitig erfüllt es die grenzüberschreitenden Transportwünsche der Kunden. Weitere Informationen zu TRUD!Y sind auf den Internetseiten von Gas Connect Austria zugänglich.

#### [Wasserstoffmodellierung des deutschen Fernleitungsnetzes](#)

Basis der Wasserstoffmodellierung ist eine bis zum 12. Juli 2019 durchgeführte Marktpartnerabfrage für Grüne Gase. Insgesamt wurden 31 Projekte rückgemeldet, wobei 23 Wasserstoff betreffen. Die Modellierung der Grüngasvariante erfolgt für die Jahre 2025 und 2030. Auf Basis der Rückmeldungen haben die FNBs für die Grüngasprojekte eine regionale Betrachtung durchgeführt und Projektmeldungen in räumlicher Nähe zusammengefasst. Hierbei haben sich vier Regionen ergeben, wobei für das österreichische Netz hauptsächlich die Region Süd bis 2030 relevant werden könnte.

Abbildung 24: Überblick der Regionen für die Grüngasvariante



Quelle: Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030; FNB

Region Süd: BASF hat einen Wasserstoffabnahmebedarf für den Chemiestandort Ludwigshafen im Rahmen der Grüngasprojektanfrage angemeldet. Durch den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff soll eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen erreicht werden.

Der gemeldete Bedarf kann nicht durch eine Einspeisung von Wasserstoff aus der Region Süd gedeckt werden, da hier bisher keine geeigneten potenziellen Wasserstoffquellen vorhanden sind. Eine Berücksichtigung dieses Bedarfs in der Region West ist für den Planungshorizont bis zum Jahr 2030 nach dem derzeitigen Stand ebenfalls aufgrund der bis dahin noch nicht verfügbaren Wasserstoffinfrastruktur nicht möglich. Daher ist dieses Projekt im Rahmen des visionären Wasserstoffnetzes der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigen. Eine Versorgung über das österreichische Netz ist derzeit noch nicht geplant, könnte allerdings durch die Grenzkopplungspunkte Oberkappel und Überackern angedacht werden. Im Zuge der diesjährigen unverbindlichen Marktnachfrage wurde in Überackern unverbindlich Wasserstoff am Grenzkopplungspunkt Überackern SUDAL angemeldet. Wie bereits erwähnt fehlt Gas Connect Austria auf Basis der erhaltenen Nachfrage jedoch die Information, aus welcher Quelle der zu transportierende Wasserstoff aufgespeist werden soll. Daher ist es Gas Connect Austria bei gegebenem Informationsstand nicht möglich, ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität einzuleiten. Gas Connect Austria behält sich jedoch vor, für den Fall einer entsprechend geänderten Fakten- und Informationslage ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität einzuleiten.

### 3.2.2 Entwicklungen von Bulgarien bis Ungarn und der Slowakei

Als wesentlicher Bestandteil des vorrangigen PCI Korridors „NSI East Gas“ soll der Cluster Bulgarien – Rumänien – Ungarn – (Österreich) primär die Ressourcen der Schwarzmeerregion und jene der besagten Länder zugänglich gemacht werden, was zur weiteren Diversifikation der Quellen und zur Importunabhängigkeit Europas beitragen würde. Mit diesem Cluster soll eine bidirektionale Kapazitätserhöhung auf der Route Bulgarien – Rumänien – Ungarn – Österreich (bekannt als „ROHUAT“ bzw. „BRUA“) in der ersten Ausbaustufe auf 1,75 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr bzw. 4,4 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr in der zweiten Ausbaustufe ermöglichen.

In Zusammenhang mit dem ROHUAT/BRUA Korridor steht auch die Diversifikation der Versorgungsrouten der osteuropäischen Versorgung durch die Anbindung an den zweiten Strang der Doppelleitung Turkstream.

Die Turkstream Pipeline führt von Russland aus durch das Schwarze Meer bis in die Türkei. Mit Ende 2019 wurde die Pipeline, sowie der Anknüpfungspunkt der Turkstream bis zur bulgarisch-türkischen Grenze, in Betrieb genommen. Durch die zwei Röhren können insgesamt bis zu 31,5 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr Gas transportiert werden. Im Januar 2020 begann der Handel in diesem Leitungsgefüge. Es liegt nahe, dass mit Turkstream ein weiterer Transit über Bulgarien, Rumänien oder Serbien und Ungarn bis nach Österreich erfolgen wird.

ROHUAT verläuft durch die in der Projektbezeichnung angedeuteten Länder Rumänien, Ungarn und Österreich, wobei nicht nur neue Anlagen errichtet werden, sondern auch auf bestehende Leitungen zurückgegriffen wird bzw. Kapazitätserhöhungen an relevanten Punkten Teil des Projekts sind. Insgesamt sind in Phase 1 ca. 480 km neue Pipelines und 4 neue Kompressorstationen mit Inbetriebnahme im Dezember 2020 (Quelle: Transgaz) errichtet worden. Mit dem Bau der Phase 2 soll im Jahr 2023 begonnen werden, um eine Leitungslänge von 843 km zu errichten und damit dann die volle Kapazität zu erschließen. Folgende Teilprojekte des PCI Projekts *PCI 6.24.1 & 6.24.4 ROHUAT/BRUA* sollen in der ersten und zweiten Phase verwirklicht werden:

- Ausbau der Transportkapazitäten in Rumänien in Zusammenhang mit neuen Transport- und Messinfrastrukturen
- Eine Kompressorstation in Ungarn
- Ausbau der Transportkapazitäten von Rumänien nach Ungarn auf bis zu 4,4 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr
- Die Black Sea Shore-Podişor Gaspipeline in Rumänien (geplant Inbetriebnahme Dezember 2021)
- RO-HU reverse flow zur Steigerung Versorgungssicherheit

Im Prioritätenkorridor „NSI East Gas“ wird als PCI 6.2.13 beispielsweise auch der Ausbau und die Weiterentwicklung von der Verdichterstation Szada in Ungarn geplant, um die Transportkapazitäten zwischen der Slowakei und Ungarn zu verbessern.

PCI 6.2.13 Entwicklung und Ausbau der Fernleitungskapazität der Verbindungsleitung Slowakei - Ungarn

<b>Infrastruktur:</b>	Neue Verdichtereinheit (2 x 8 MW) in Szada (HU) und Modifikation der alten Einheiten
<b>Ziel &amp; Kapazität:</b>	Fluss HU -> SK mit zusätzlicher Kapazität von 102 GWh/d Fluss SK -> HU mit zusätzlicher Kapazität von 26 GWh/d
<b>Inbetriebnahme:</b>	Geplant 2022

Die folgenden ungarischen Beispielprojekte sind in Planung, jedoch noch nicht in Umsetzung:

Tabelle 6: Enthaltene Projekte im Proposal zum ungarischen Netzentwicklungsplan 2020

Projekt	Kapazität [Mrd. m <sup>3</sup> pro Jahr]	Geplante Inbetriebnahme	Bedingung
RO-HU Phase 2	4,4 bidirektional	Q4 2022	Positiver Wirtschaftlichkeitstest
HUSKAT/HUSK	Bis zu 1,1 bidirektional	Q4 2024	Positiver Wirtschaftlichkeitstest
HU-SRB Phase 1	Bis zu 6 SRB -> HU	Oktober 2021	Technische Abstimmung
HU-SRB Phase 2	Bis zu 8,5 SRB -> HU	In den nächsten 3 Jahren	Technische Abstimmung
HU-AT (Variante 1-2)	0,9 / 1,1 HU -> AT	TBD	Positiver Wirtschaftlichkeitstest
Ukraine Firm	7 HU -> UK	In den nächsten 3 Jahren	innerhalb von 2 Jahren nach FID
HU-SI (Variante 1-3)	0,175 / 1,6 / 1,6 bidirektional	2024 / 2025 / 2029	Projektdetails zurzeit in Konsultation
HU-SK	5,2 bidirektional	TBD	Langfristige Kapazitätsallokation

Quelle: FGSZ

Ein relevantes Projekt im bulgarischen Ten-Year Network Development Plan 2021 ist als wesentliche Erweiterung des Netzes zwischen bulgarisch-türkischer und bulgarisch-serbischer Grenze definiert und trägt auch diesen Projektnamen („Necessary expansion of the Bulgarian gas transmission system“). Die geplante DN 1200 Pipeline von Osten nach Westen weist eine Länge von 45,48 km auf. Eines der wesentlichen Ziele des Vorhabens ist die Verbesserung der Versorgungssicherheit von Bulgarien und den benachbarten Ländern. Das Projekt wird in Teilstrecken umgesetzt und voraussichtlich Q4 2021 den Betrieb aufnehmen. Gleichzeitig wird im Anschluss in Serbien vom Netzbetreiber Gastrans eine ca. 400 km lange Leitung zum ungarischen Grenzkopplungspunkt Horgoš errichtet und im Oktober 2021 in Betrieb genommen werden. Somit kann ein Teil des russischen Gases aus Turkstream voraussichtlich in Ungarn landen, was dessen Stellung als Gas Drehscheibe verbessert.

Auch das Projekt HU-SK, welches die bidirektionale Kapazität zwischen Ungarn und der Slowakei erhöhen sollte, wurde 2020 im Rahmen der inkrementellen Auktion dem Markt angeboten, jedoch auch ohne positivem Wirtschaftlichkeitstest. Der Ausbau dieser Kapazität ist bis zu einem positiven Marktsignal pausiert. Hinzu kommt ein geplantes Projekt auf ungarischer Seite: Die Erweiterung der Messstation Balassagyarmat zur Steigerung der Transportkapazitäten von der Slowakei nach Ungarn auf bis zu 7 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr. Aufgrund des 5-Jahres-Vertrags zwischen Russland und der Ukraine wurde festgelegt, dass der Gasfluss durch die Ukraine nicht eingestellt wird und dieses Projekt zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht implementiert werden muss.

### 3.2.3 Entwicklungen in Slowenien und Kroatien

Der Gasmarkt in Slowenien wird fast ausschließlich vom vorgelagerten österreichischen Netz versorgt. In den vergangenen 10 Jahren ist mehr als 90% des slowenischen Inlandsverbrauches und des Exports nach Kroatien über den Grenzübergabepunkt Murfeld/Cersak bezogen worden. Da Slowenien über keine inländischen Erdgasspeicher bzw. LNG Terminals verfügt und nur über drei Grenzübergabepunkte mit benachbarten Fernleitungssystemen verbunden ist, verfügt Slowenien derzeit über einen n-1 Infrastrukturstandard von 57,2% (Stand 2021). Dieser Infrastrukturstandard wird kurzfristig durch Infrastrukturmaßnahmen, welche den physischen Entry aus Kroatien am Grenzübergabepunkt Rogatec möglich machen, erhöht. Durch den Anstieg der Transportkapazitäten zwischen Italien und Slowenien bis 2025 wird die Versorgung ebenso gestärkt. In den nächsten 4 Jahren wird prognostiziert, dass der n-1 Wert auf bis zu 75,7% anwächst. Langfristig kann durch Ausbaumaßnahmen am ungarisch-slowenischen Grenzübergabepunkt ab 2025 dieser Wert verbessert bzw. auf weit über 100% erhöht werden.

Slowenien hat zum Stand Januar 2021 130 Investitionsprojekte geplant. Insgesamt sind für 33 dieser Projekte im Zeitraum von 2021 bis 2023 die Planungen oder Vorbereitungen vorgesehen bzw. sollen für 24 dieser die Umsetzung gestartet oder weitergeführt werden.

Das Gasnetz in Kroatien soll durch zwei große Projekte maßgeblich ausgebaut werden. Eines dieser zwei ist die Ionian-Adriatic Pipeline, welche die maximalen Transportkapazitäten des Netzes bis 2030 erhöhen soll. Dadurch wird eine Verbindung zwischen Kroatien, Montenegro, Albanien, Bosnien und Herzegowina und ein Anschluss an die Trans Adriatic Pipeline geschaffen. Das IAP Projekt weist eine Länge von 511 km auf und soll eine Kapazität von 5 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr in den genannten Ländern gemeinsam bewältigen.

Im Zusammenhang mit der Erhöhung des Infrastrukturstands steht auch der aus Krk kommende LNG Korridor. Ursprünglich verfolgte das LNG Krk Projekt das Ziel, alternative Gasquellen im Sinne einer Quellen- und Routendiversifizierung mit den existierenden liquiden Gashubs in Zentraleuropa zu verbinden sowie die Versorgungssicherheit in Zentral- und Südosteuropa zu erhöhen. Die mit der Errichtung des LNG Terminals in Krk zusammenhängenden Komplementärprojekte wurden daher gemeinsam mit diesem Projekt als Cluster zusammengefasst und als solches in die erste PCI Liste der Europäischen Kommission als Cluster 6.5. aufgenommen. Auch in der vierten und letzten Fassung der PCI-Liste wird der Cluster 6.5 weiter aufgeführt und in vorherigen PCI Fassungen um Pipelines zur Weiterleitung nach Ungarn

erweitert. Die Projekte nach Slowenien und Italien wurden nicht mehr aufgenommen. Auch die Anbindung an Serbien (Phase II) wurde von der Liste gestrichen.

Im August 2018 wurde das Projekt 6.5 seitens Plinacro gestartet. Die Kompressorstation 1 (in Velika Ludina) mit einer Leistung von 4,5 MW und einer Kapazität von 201.000 m<sup>3</sup>/h ist eine Voraussetzung um garantierte Kapazität am kroatisch/ungarischen Grenzübergang Drávaszerdahely zu gewährleisten. Die Inbetriebnahme erfolgte im Dezember 2019.

Bereits Mitte April 2019 startete der Bau der Omisalj-Zlobin Leitung, welche das LNG Krk Terminal mit dem kroatischen Fernleitungsnetz verbindet. Die Inbetriebnahme des LNG Terminals mit einer Kapazität von 2,6 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr war im Jänner 2021. Laut dem Betreiber LNG Croatia ist die verfügbare freie Kapazität für die kommenden 3 Jahre bereits ausgebucht bzw. sind langfristige Buchungen von bis zu 2 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr getätigt worden. In Verbindung mit dem PCI Cluster 6.5 ist auch der für Österreich relevante PCI Cluster 6.26 zu sehen. In diesem Cluster sind die Projekte zusammengefasst, die die Verbindung von Kroatien über Slowenien nach Österreich stärken sollen, unter anderem das Projekt [GCA 2015/08](#) „Entry Murfeld“. Dieses Projekt wird genauer in Kapitel 5.3.6 dargestellt.

Eine alternative Route stellt das PCI Projekt 6.23 „Verbindungsleitung Ungarn – Slowenien – Italien“ dar. Dieses Leitungsprojekt verbindet den ungarischen Gasmarkt über den slowenischen Gasmarkt mit Italien. Das Projekt ist im ungarischen Netzentwicklungsplan in vier Auslegungsstufen geplant. Die voraussichtliche Inbetriebnahme ist mit 2023 (Variante 1: 0,4 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr), 2025 (Variante 2: 1,66 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr) und 2027 (Variante 3: 2 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr bzw. Variante 4: 3,2 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr) angegeben.

Es wäre jedenfalls zweckmäßig, das LNG Terminal Krk über Kroatien, Slowenien an Österreich und somit als eine zusätzliche Quelle an den liquiden Gashub CEGH anzubinden. Damit könnte nämlich ein Ziel der Europäischen Union die Stärkung des Energiebinnenmarktes effizient umgesetzt werden.

Ohne Erweiterung des kroatischen Erdgasnetzes wird prognostiziert, dass der N-1 Wert von 65% im Jahr 2020 auf 54% im Jahr 2030 sinken wird. Grund dafür ist ein steigender Verbrauch und eine Verringerung der Kapazitäten im Inland. Daher soll auch das Gasnetz in Kroatien ausgebaut werden. Der Bau der Pipeline Negoslavci - Sotin - Bačko Novo Selo und Vukovar - Osijek erhöht die Versorgungssicherheit, verbindet das Netz mit Serbien und ermöglicht den Transport von russischem Erdgas aus der Turkstream-Pipeline von bis zu 1,7 Milliarden m<sup>3</sup>/Jahr. Dadurch muss der Gasfluss aus der Turkstream nicht mehr ausschließlich über Ungarn nach Kroatien verlaufen. Beginn dieses Projekts ist im Jahr 2024 mit geplanter Inbetriebnahme im Jahr 2025.

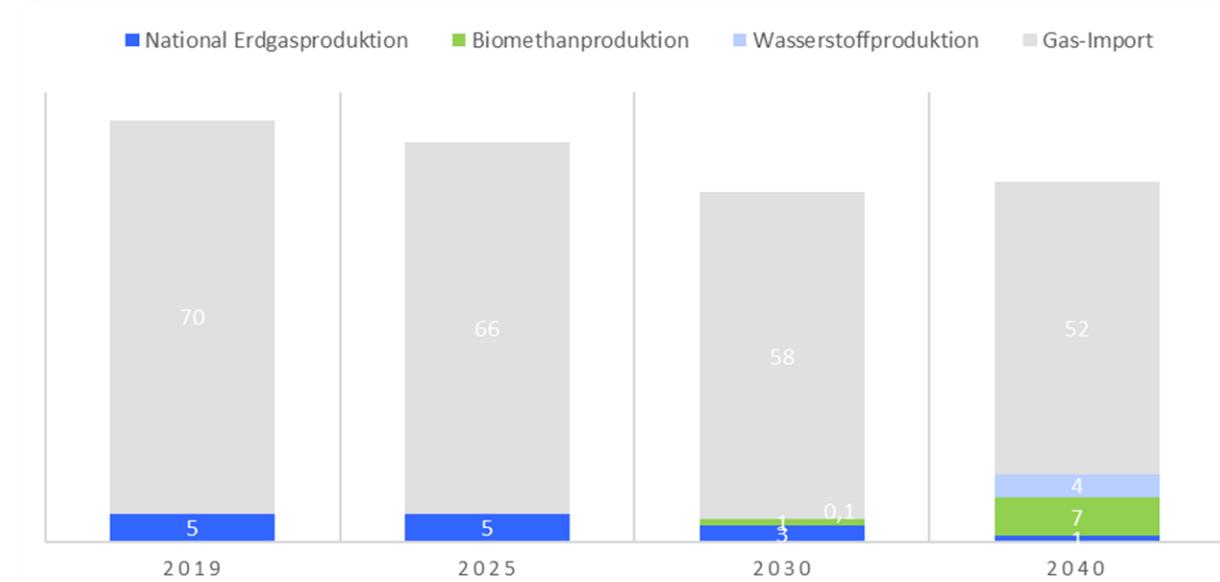
### **3.2.4 Entwicklungen in Italien**

Der Southern Gas Corridor mit der neuen „Trans Adriatic Pipeline (TAP)“ ermöglicht seit Dezember 2020 den Transport von min. 10 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr. Durch die potenzielle Erweiterung dieses Projekts bis 2026 könnte ein Transport bis zu 20 Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr aus dem kaspischen Raum über Georgien (South Caucasus Pipeline „SCP“ und South Caucasus Expansion Pipeline „SCPX“)

und der Türkei (Trans-Anatolian Pipeline „TANAP“) im Einklang mit möglichen zusätzlichen Marktnachfragen ermöglicht werden. Dieses Vorhaben befindet sich auf der vierten PCI Liste als Priority Corridor und besteht aus zwei PCI Projekten. PCI 7.1.1 stellt die Leitungsvorhaben aus dem kaspischen Raum dar und PCI 7.1.3 beinhaltet den Bau der Verbindung von der türkischen Grenze bis nach Italien. Die 878 km lange Fernleitung durch Griechenland, Albanien bis nach Italien ist im Betrieb und hat mit März 2021 den ersten Meilenstein von 1 Mrd. m<sup>3</sup> transportieren Erdgas nach Europa erreicht.

Der italienische Markt ist stark mit der österreichischen Fernleitungsinfrastruktur verbunden. Es werden 40% (im Jahr 2019) der gesamten italienischen Gasimporte über Österreich, speziell über den Grenzübergabepunkt Tarvisio/Arnoldstein abgewickelt. Derzeit verfügt Italien über limitierte Verbindungskapazitäten zwischen dem Süden und Norden des Landes, um zusätzlichen Gasmengen vollumfänglich nach Norditalien transportieren zu können. Deshalb ist im italienischen Netzentwicklungsplan eine weitere Nord-Süd Fernleitung, die sogenannte „Linea Adriatica“ (Minerbio – Sulmona, DN 1200, ca. 430km, Transportkapazitäten von ca. 24 MSm<sup>3</sup>/d) und die Erweiterung der Verdichterstation Sulmona um ca. 33 MW mit Inbetriebnahme im Jahr 2028 enthalten<sup>5</sup>.

Abbildung 25: Entwicklung der Gasversorgung von 2019 bis 2040 für das Szenario NT Italien (Mrd. m<sup>3</sup>)



Quelle: National Trend Scenario Italien; SNAM 2021

<sup>5</sup> Italian Ten-year development plan of the natural gas transmission network 2021 – 2030

Tabelle 7: Prognosen zur Nachfrage nach Erdgas und grünem Gas in Italien

MLD SMC @ 10,6 KWH/SMC	2025			2030			2040		
	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT	BAU	CEN	NT
<b>GAS GESAMT</b>	<b>75,9</b>	<b>77,5</b>	<b>72,2</b>	<b>79,6</b>	<b>73,5</b>	<b>62,4</b>	<b>84,4</b>	<b>76,5</b>	<b>64,5</b>
<b>ERDGAS</b>	<b>75,9</b>	<b>74,6</b>	<b>71,5</b>	<b>79,6</b>	<b>65,2</b>	<b>61,3</b>	<b>84,4</b>	<b>58,0</b>	<b>53,6</b>
davon CCS	-	-	-	-	-	-	-	7,8	-
<b>ERNEUERBARES GAS</b>	-	<b>3,0</b>	<b>0,6</b>	-	<b>8,3</b>	<b>1,1</b>	-	<b>18,5</b>	<b>10,9</b>
Biomethan	-	3,0	0,6	-	8,1	1,0	-	12,0	7,0
Wasserstoff	-	-	-	-	0,2	0,1	-	3,0	3,9
Synthetisches Methan	-	-	-	-	-	-	-	3,5	-

Quelle: Konsultation des Ten-Year Plan Italien, SNAM 2021

Auch das Projekt PCI 6.23 betrifft Italien aufgrund des „NSI East Gas“-Korridors und der Verbindung von Italien mit Slowenien und Ungarn. Die endgültige Investitionsentscheidung für die Verbindungsleitung von Italien nach Slowenien ist noch nicht gefallen, jedoch ist die Inbetriebnahme derzeit für das Jahr 2026 geplant.

### 3.2.5 Erkenntnisse und Schlussfolgerungen

Die Analyse der zur Verfügung stehenden Netzentwicklungspläne zeigt, dass in der mitteleuropäischen Planung (Deutschland, Italien und Österreich) die Dekarbonisierung des Netzes mehr in den Fokus gerückt wird. Biomethan und Wasserstoff als Energieträger, die allgemeine Energieeffizienz, Steigerung der europäischen Versorgungssicherheit und Anhebung der Infrastrukturstandards sowie die Setzung von nachhaltigen Projekten finden vermehrt Einzug in die mitteleuropäischen Netzentwicklungspläne.

Speziell Wasserstoff wird in Deutschland und Österreich verstärkt behandelt, wobei die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber bereits erste Pilotprojekte im diesjährigen Netzentwicklungsplan eingereicht haben. Die Einspeisung von Biomethan fließt ebenso vermehrt in die Prognosen ein. Beispielsweise plant Italien den Anteil von Biomethan im Netz bis 2030 auf 8,1 Mrd. m<sup>3</sup> (11% des Gesamtgasverbrauchs) zu steigern. Langfristig soll unter anderem auch durch die Verringerung des Gesamtenergiebedarfs (um ca. -40 %) der Anteil von erneuerbaren Energien bei den Endverbrauchern in Italien zwischen 85-90% liegen.

Nord Stream II und die Trans-Adriatic-Pipeline bilden für Zentraleuropa derzeit die wichtigsten Gasinfrastrukturprojekte, über die in Zukunft auch Gas bis zum Grenzkopplungspunkt Baumgarten geliefert werden kann.

Im Gegensatz zu den mitteleuropäischen Ländern werden Wasserstoff- oder Dekarbonisierungsprojekte gemäß der osteuropäischen Netzentwicklungspläne zurzeit noch nicht umgesetzt, jedoch zukunftsorientiert geplant. So nimmt sich beispielsweise Ungarn vor, dass zwischen 2025 und 2030 das ungarische Erdgasnetz an das „European Hydrogen Backbone“ angeschlossen werden soll. Auch Slowenien orientiert sich durch die Adaptierung des

Integrierten Nationalen Energie- und Klimaplan im Jahr 2020 an diesem Vorgehen. Bis 2030 soll der Anteil von Biomethan oder Wasserstoff im slowenischen Gasnetz um die 10% betragen.

Generell gilt, dass sich das gesamtheitliche europäische Erdgasnetz an diesen Entwicklungen beteiligen muss. Um den Gasfluss auch künftig zu garantieren, wird es nötig sein, dass sich Netzbetreiber bezüglich des Einsatzes bzw. der Beimischung von Wasserstoff in den nächsten Jahren aneinander orientieren, da sonst das osteuropäische Netze vor Herausforderungen stehen könnte.

Im Vergleich zu Zentraleuropa scheint der Netzausbaubedarf zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Osteuropa ebenfalls höher. Die durchgeführten NC-CAM Prozesse der letzten Jahre endeten aber auch im Osten größtenteils ohne ein entsprechendes Marktinteresse, was auf eine Verlangsamung des Netzausbaus schließen lässt.

### 3.3 Fertiggestellte Projekte aus dem KNEP 2020

Die in Tabelle 8 aufgelisteten Projekte wurden in früheren KNEPs genehmigt und innerhalb der letzten Planungsperiode umgesetzt. Diese Projekte werden im KNEP 2021 nicht mehr als Projekt geführt.

Tabelle 8: Umgesetzte Projekte aus dem KNEP 2020

Projektart*	Projektträger	Projektnr.	Projektname
E	GCA	<a href="#">2016/E2</a>	MS3 Reverse Flow
E	GCA	<a href="#">2017/E5</a>	VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem
E	GCA	<a href="#">2018/E01</a>	Vorfall Baumgarten
E	GCA	2020/E2	Baumgarten Löschwasserversorgung
E	TAG	<a href="#">2018/R10</a>	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS-Baumgarten
E	TAG	<a href="#">2019/R11</a>	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair 2019-20

\*) K – Projekt für zusätzliche Kapazitäten; E - Ersatzinvestitionsprojekt

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2021

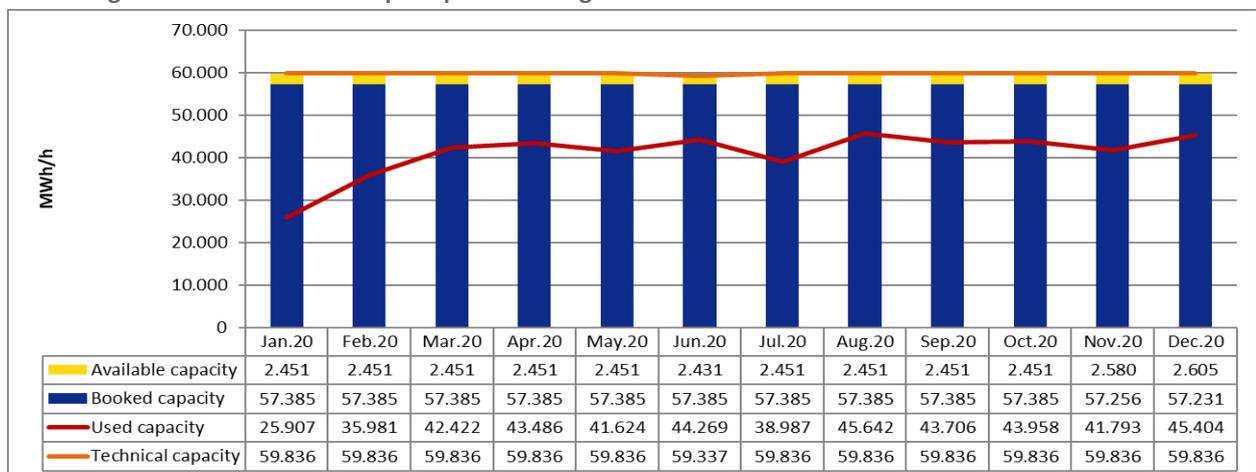
## 4 Kapazitätsbedarf

### 4.1 Kapazitätsbuchung und Kapazitätsnutzung – Statusbericht für 2020

In den Abbildung 26 bis Abbildung 37 sind pro Punkt und Richtung die technischen, die freien, die gebuchten und die genutzten Kapazitäten von 01.01.2020 – 31.12.2020 zur Übersicht dargestellt.

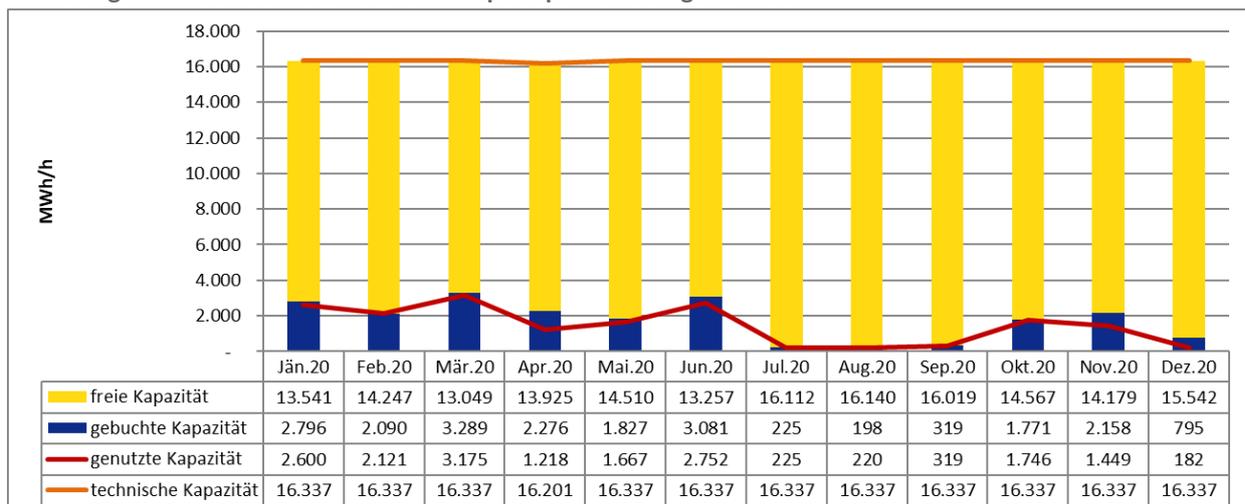
Etwaige Schwankungen der technischen Kapazität sind auf kapazitätseinschränkende Wartungsarbeiten zurückzuführen. Die aktuellen Wartungsarbeitspläne der Fernleitungsnetzbetreiber finden Sie auf der Gas Connect Austria Website<sup>6</sup> und auf der Website der TAG GmbH<sup>7</sup>.

Abbildung 26: TAG GmbH - Einspeisepunkt Baumgarten TAG



Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 27: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten GCA

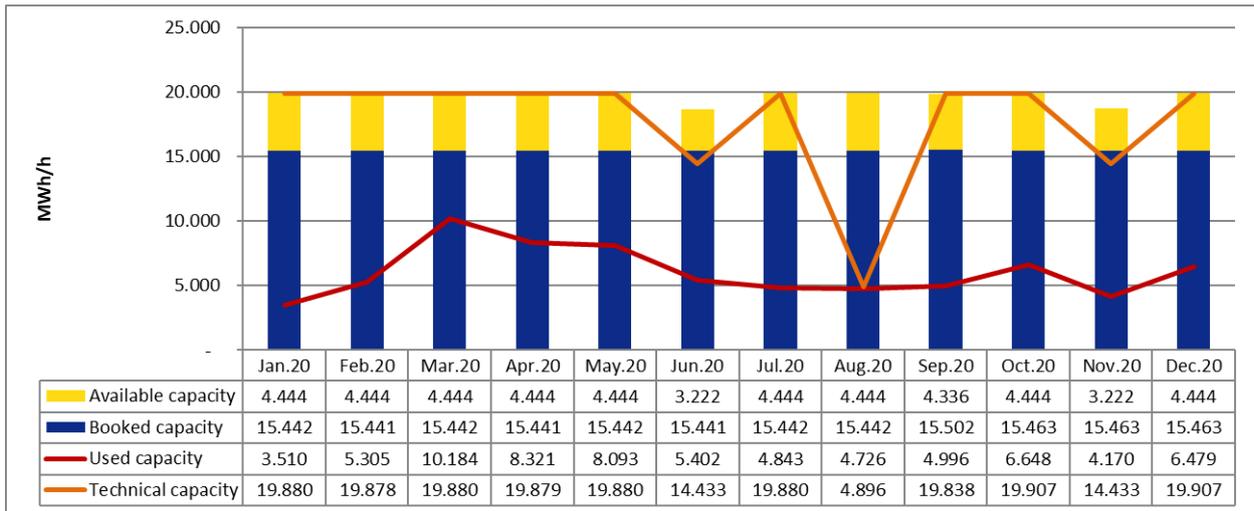


Quelle: AGGM Plattform

<sup>6</sup> <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/wartungsarbeiten/> (aufgerufen am 24.08.2021)

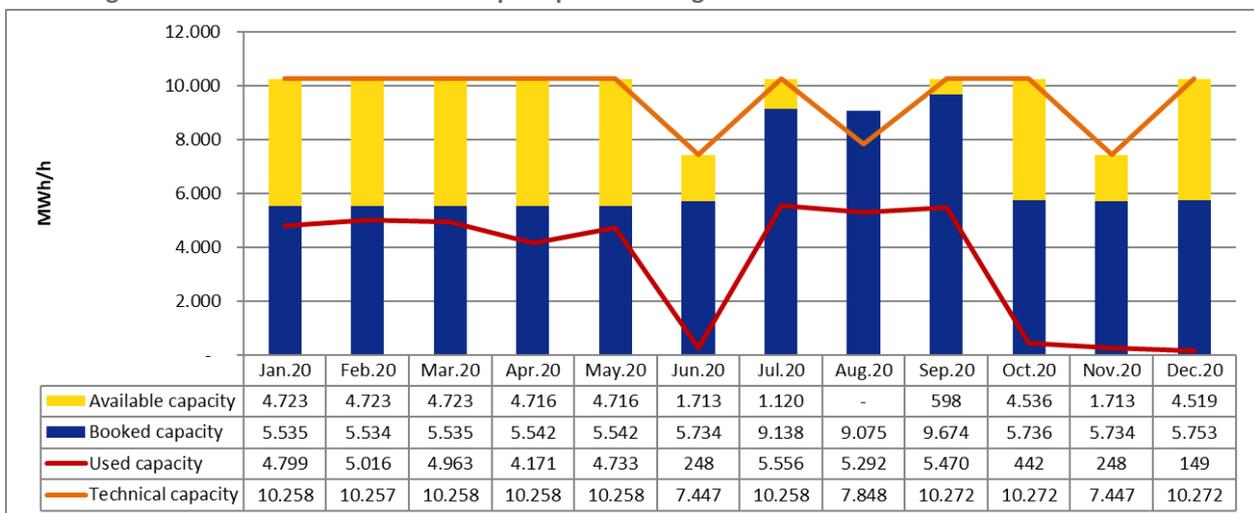
<sup>7</sup> <https://www.tagmbh.at/fuer-netzbenutzer/wartungsarbeiten/> (aufgerufen am 24.08.2021)

Abbildung 28: Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten WAG



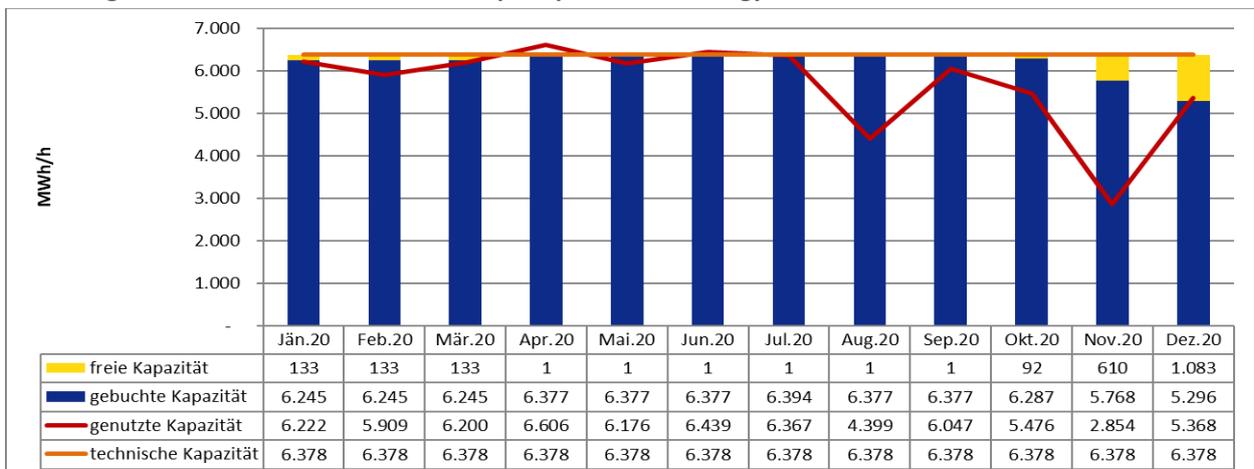
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 29: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Baumgarten WAG



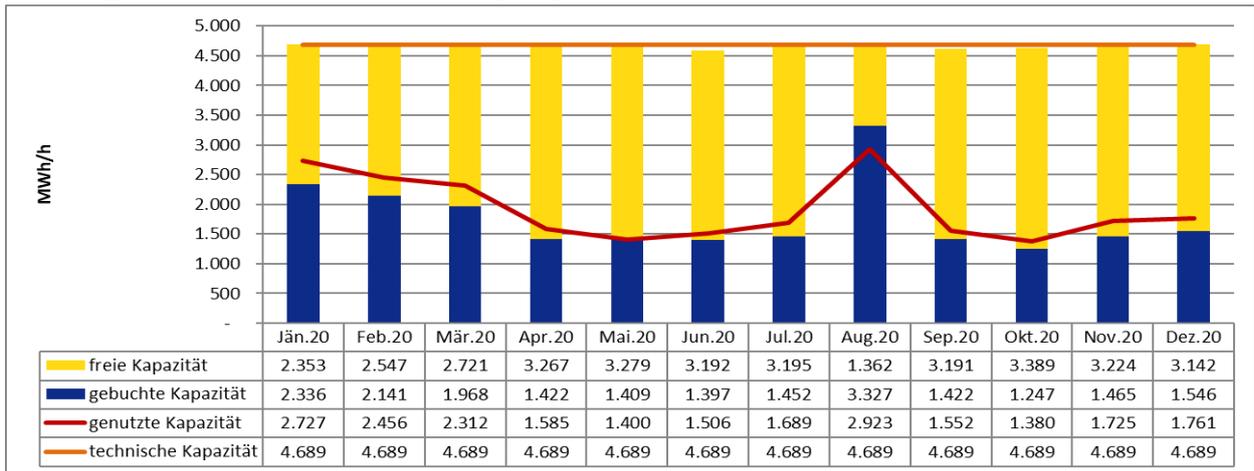
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 30: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár



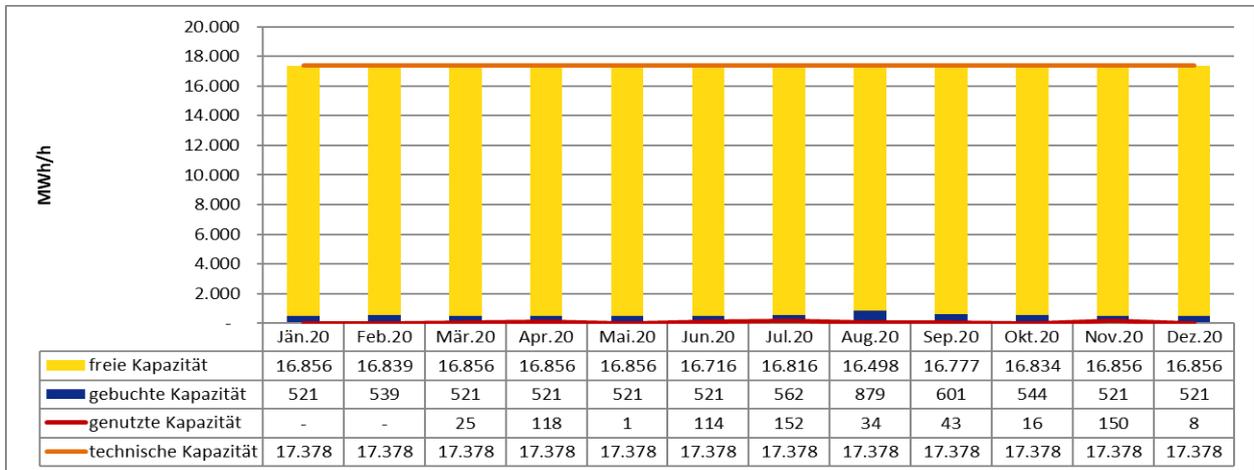
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 31: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Murfeld



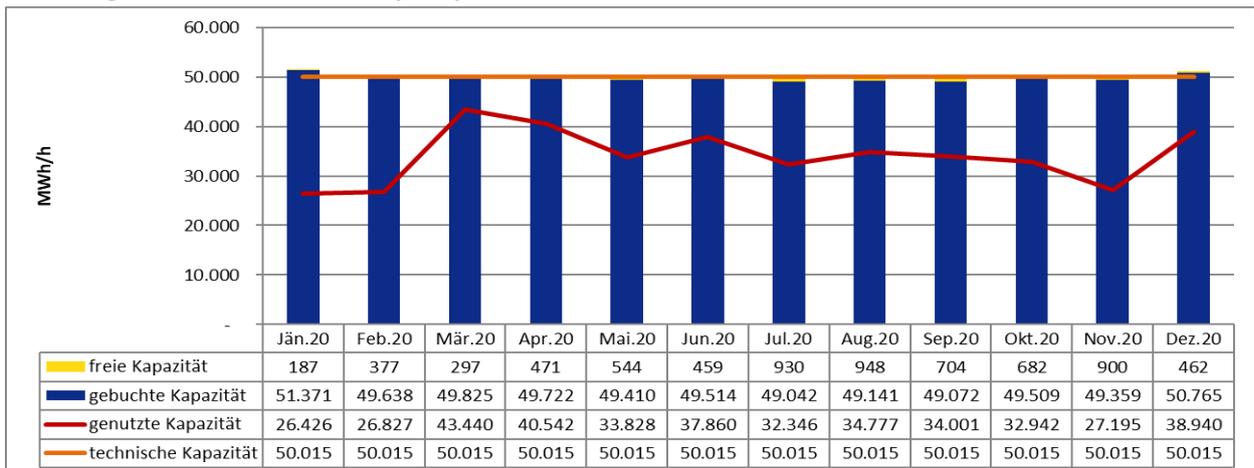
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 32: TAG GmbH – Einspeisepunkt Arnoldstein



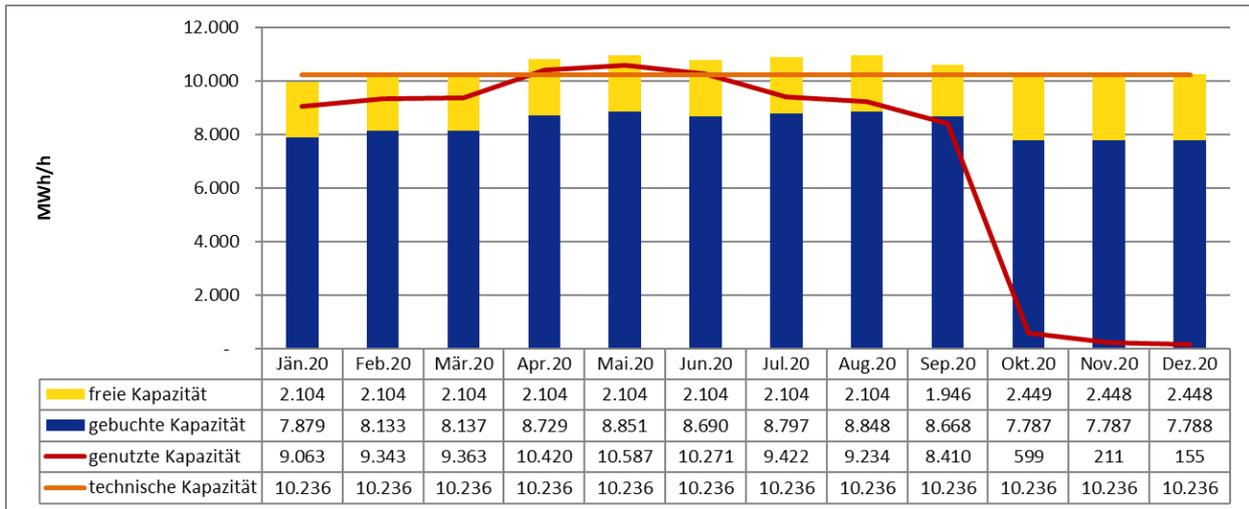
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 33: TAG GmbH – Ausspeisepunkt Arnoldstein



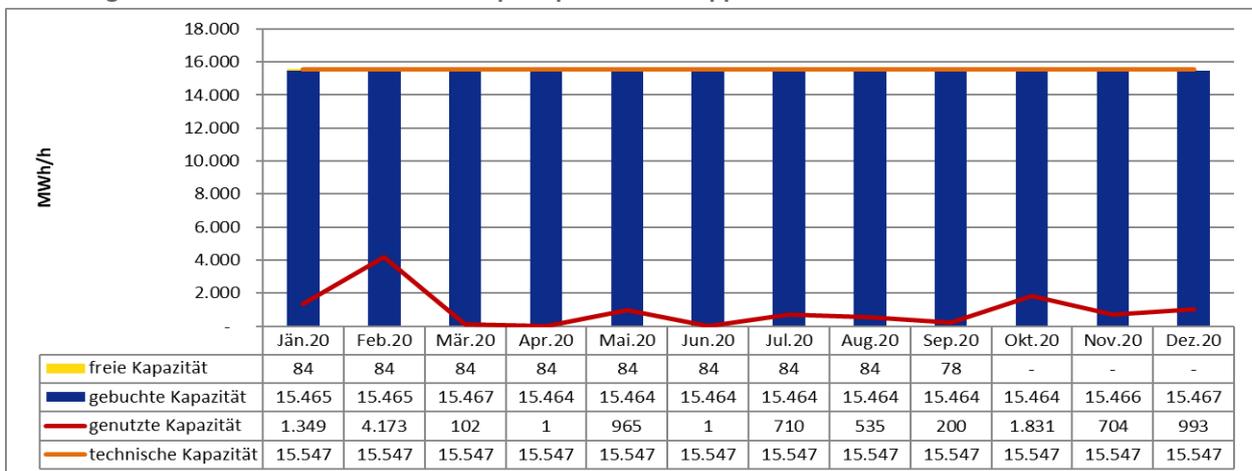
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten)

Abbildung 34: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Oberkappel



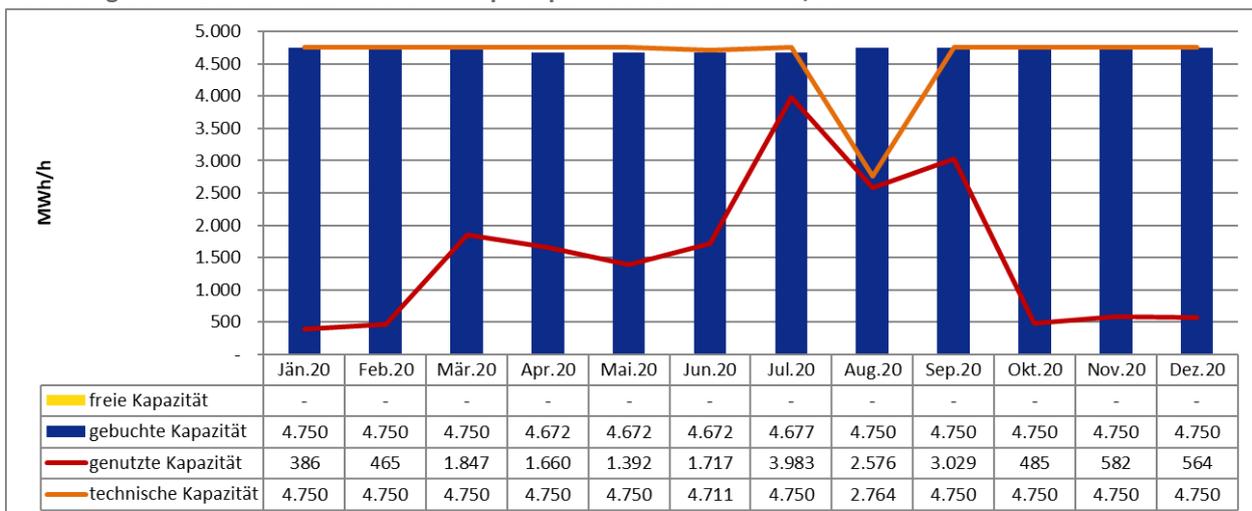
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 35: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Oberkappel



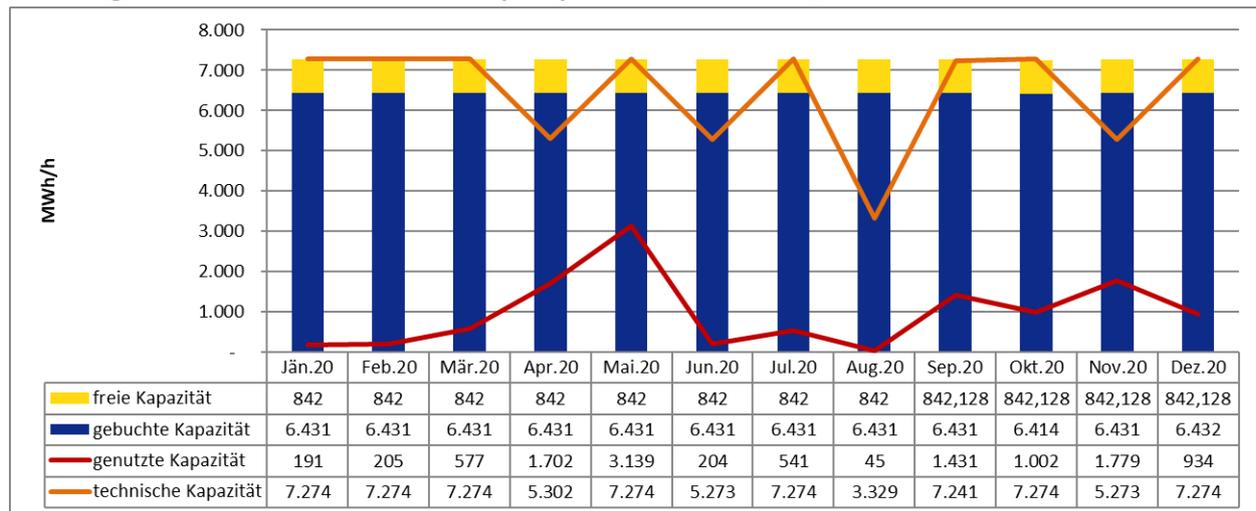
Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 36: Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL



Quelle: AGGM Plattform

Abbildung 37: Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL



Quelle: AGGM Plattform

## 4.2 Kapazitätsszenario für den KNEP 2021

### 4.2.1 Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und resultierendes Kapazitätsszenario

Im Zuge der Abstimmung der Prozesse zur Erstellung des KNEP und des Prozesses „Verfahren für neu zu schaffenden Kapazitäten“ gemäß CAM NC wurde mit E-Control Austria festgelegt, dass im gegenständlichen KNEP die letztgültigen Kapazitätsbedarfe aus dem CAM NC Prozess zugrunde gelegt werden, um keine Konsistenzbrüche zu verursachen. Es werden lediglich die Bedarfe des Verteilergebietes, strategische Projekte der Fernleitungsunternehmen oder Behördenvorgaben zusätzlich mit aufgenommen. Darüber hinaus werden die Kapazitätsbedarfe der aktuellen PCI Projekte berücksichtigt.

Der Marktgebietsmanager hat gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern die übermittelten Bedarfe aggregiert und das Kapazitätsszenario für den KNEP 2021 zusammengestellt. Das Kapazitätsszenario ist in Abbildung 38 dargestellt.

Es werden 4 Kategorien an Kapazitätsbedarfe definiert:

- Kapazitätsbedarfe aus der Marknachfrageanalyse 2019 gemäß NC CAM: Diese Kapazitätsbedarfe wurden von den NetzbewerberInnen eingebracht und sind in Abbildung 38 gelb dargestellt.
- Kapazitätsbedarfe aus der Projektdatenerhebung inklusive PCI. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 38 grün dargestellt.
- Kapazitätsbedarfe, die bereits früher eingemeldet wurden und die derzeit realisiert werden. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 38 blau dargestellt.
- Kapazitätsbedarfe, die von den Fernleitungsnetzbetreibern selbst geplant werden. Diese Kapazitätsbedarfe sind in Abbildung 38 grau dargestellt (Im KNEP 2021 nicht vorhanden).

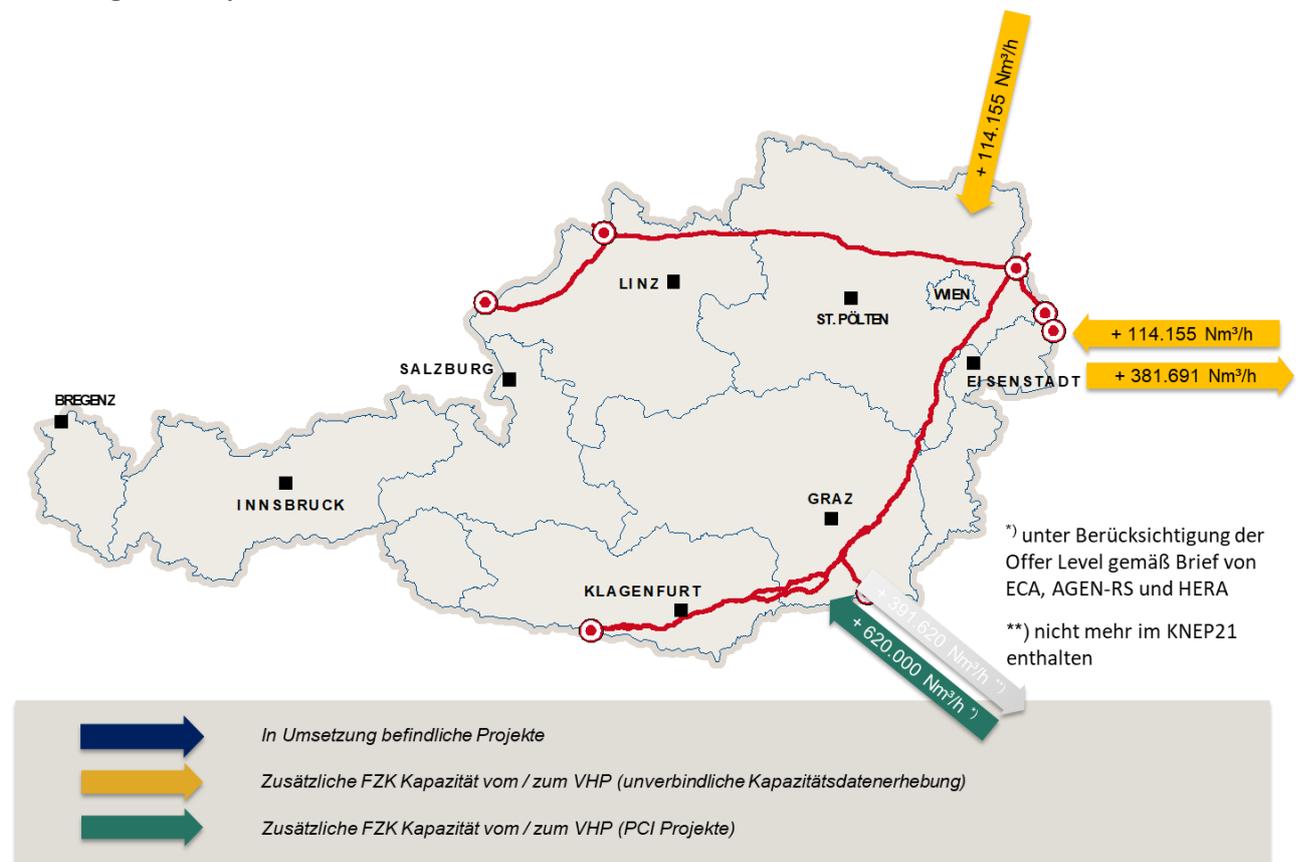
Das Kapazitätsszenario wurde E-Control Austria am 17.05.2020 vorgelegt und von E-Control Austria angenommen.

Tabelle 9: Kapazitätsbedarfe des Kapazitätsszenarios 2021

Erfüllungsort	Richtung	Kapazität [Nm <sup>3</sup> /h]	Herkunft des Bedarfes	Aufnahme [Jahr]
Reintal	Entry	114.155	GCA MDAR 2019	2020
Mosonmagyaróvár	Entry Exit	114.155 381.691	GCA MDAR 2019	2020
Murfeld <sup>8</sup>	Entry Exit	620.000 391.620	PCI 6.26.1 (4. PCI Liste)	2017

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH, AGGM; 2021

Abbildung 38: Kapazitätsszenario



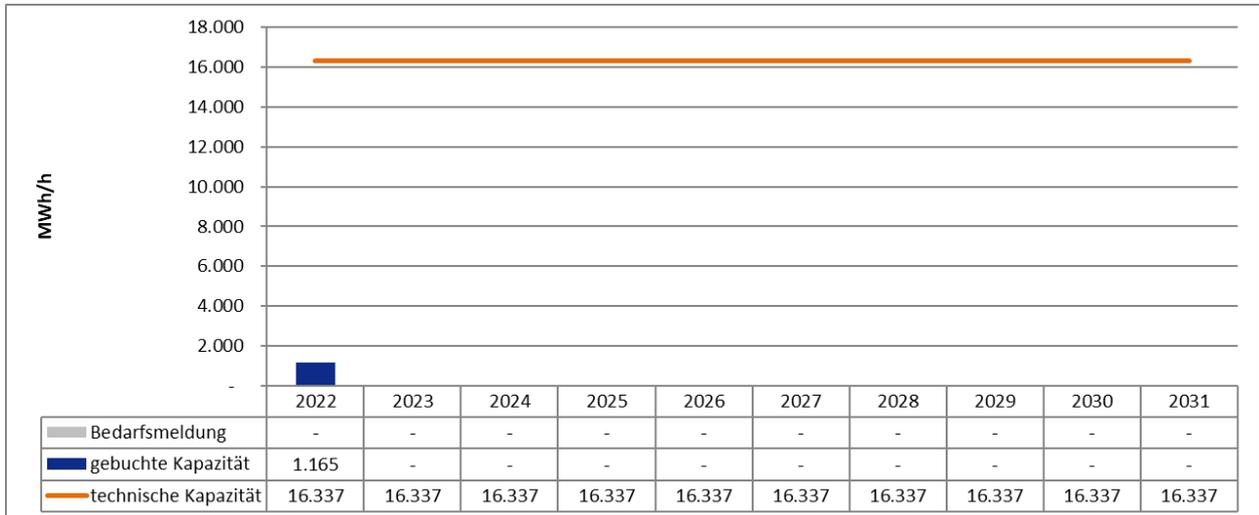
Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2020

<sup>8</sup> Der dem Projekt zugrundeliegende Kapazitäts-Bedarf basiert auf einer Anmeldung des Slowenischen FNB Plinovodi d.o.o. aus dem Jahre 2015. Eine Kapazitäts-Erhöhung im Normalfluss wird jedoch nach Rücksprache mit E-Control nicht mehr weiterverfolgt. Siehe dazu auch Kapitel 5 sowie Anhang [GCA 2015/08](#) Entry Murfeld).

### 4.2.2 Gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe je Ein- Ausspeisepunkt in den Jahren 2022 bis 2031

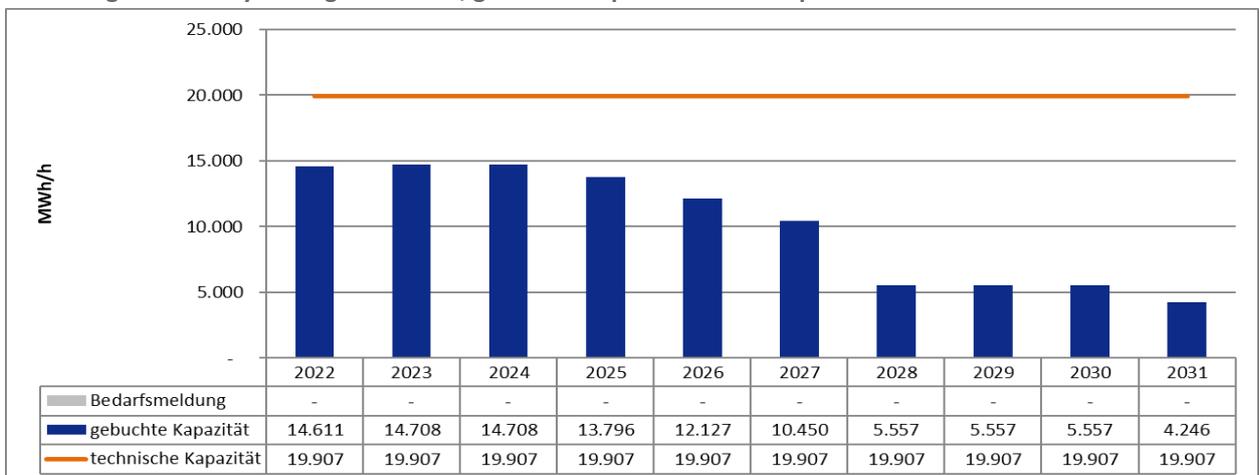
In den folgenden Abbildungen sind für jeden Ein- Ausspeisepunkt die gebuchten Kapazitäten und die Kapazitätsbedarfe aus dem Kapazitätsszenario des KNEP 2021 für die Jahre 2022 bis 2031 dargestellt.

Abbildung 39: Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022– 2031



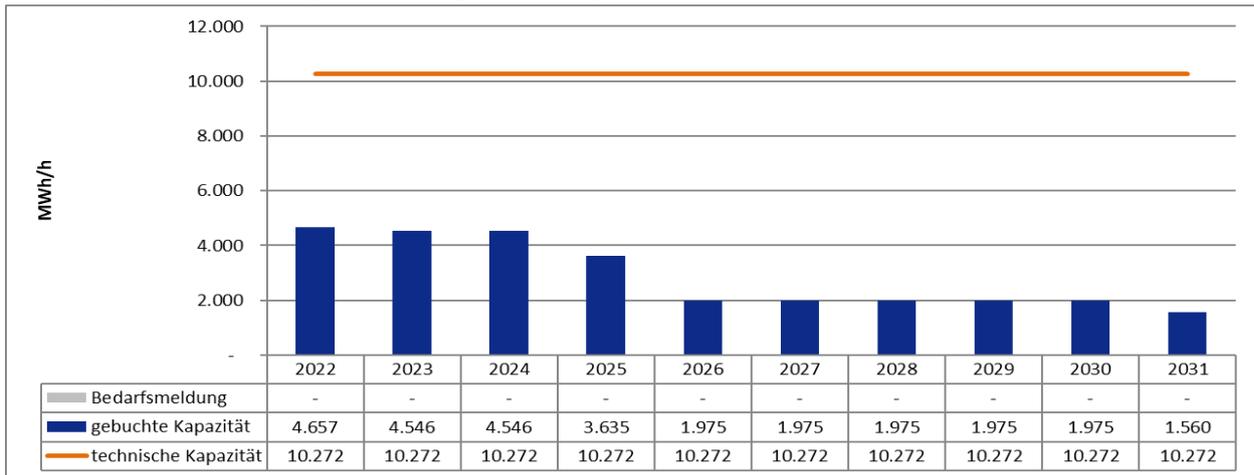
Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

Abbildung 40: Entry Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

Abbildung 41: Exit Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2020

Wie in Abbildung 42 ersichtlich, bleiben sowohl die technische Kapazität als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Baumgarten TAG GmbH bis 2022 konstant. Bedingt durch das Auslaufen mehrerer langfristiger Verträge ab 2023 erhöht sich die verfügbare freie Kapazität signifikant.

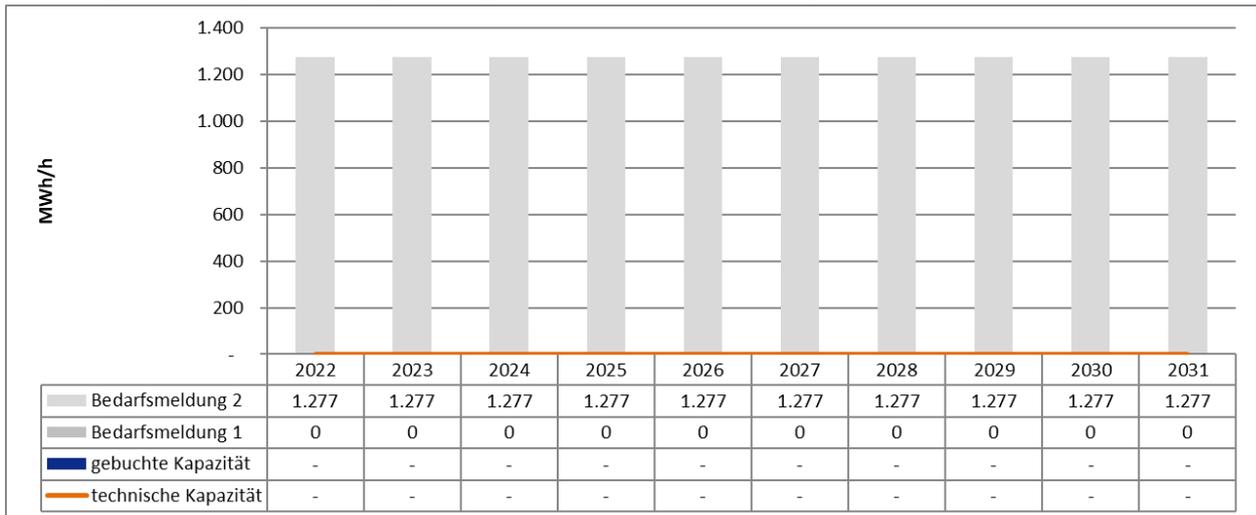
Abbildung 42: Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2021

Derzeit ist kein physikalischer Fluss am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár möglich. Der Entry-Bedarf in der Höhe von 1.277 MWh/h wurde von Marktteilnehmern im Verfahren gemäß Artikel 5 NC CAM im Sommer 2019 bekanntgegeben. Seitens Gas Connect Austria wird ein Projekt entwickelt, um die nachgefragte Kapazität anbieten zu können.

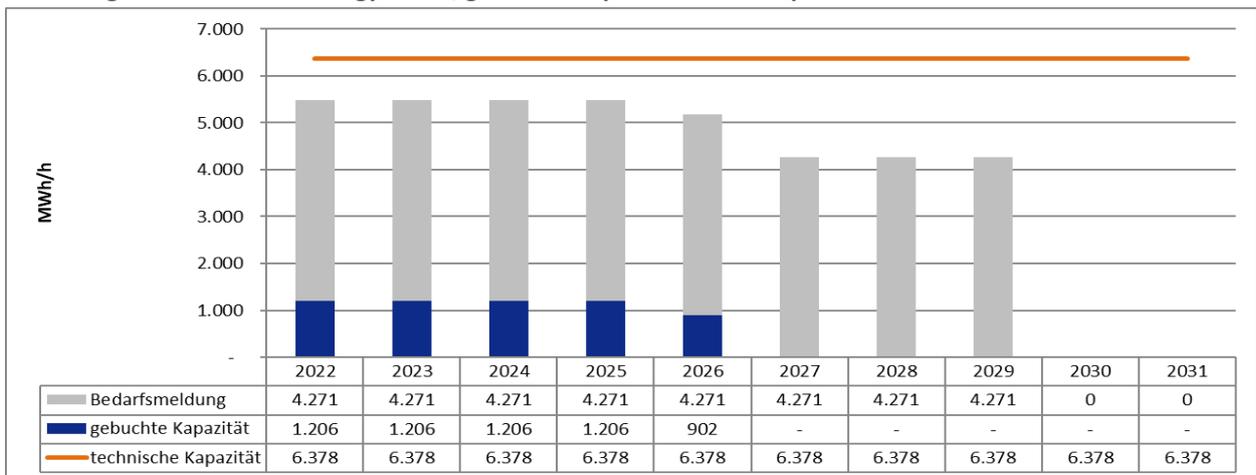
Abbildung 43: Entry Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

Im Verfahren gemäß Artikel 5 NC CAM wurde im Sommer 2019 ein Exit-Bedarf an zusätzlicher Kapazität von 4,271 MWh/h bekanntgegeben. Die nachgefragte Kapazität kann durch bestehende Kapazitäten weitgehend abgedeckt werden, wodurch kein Projekt für zusätzliche Kapazitäten initiiert wird.

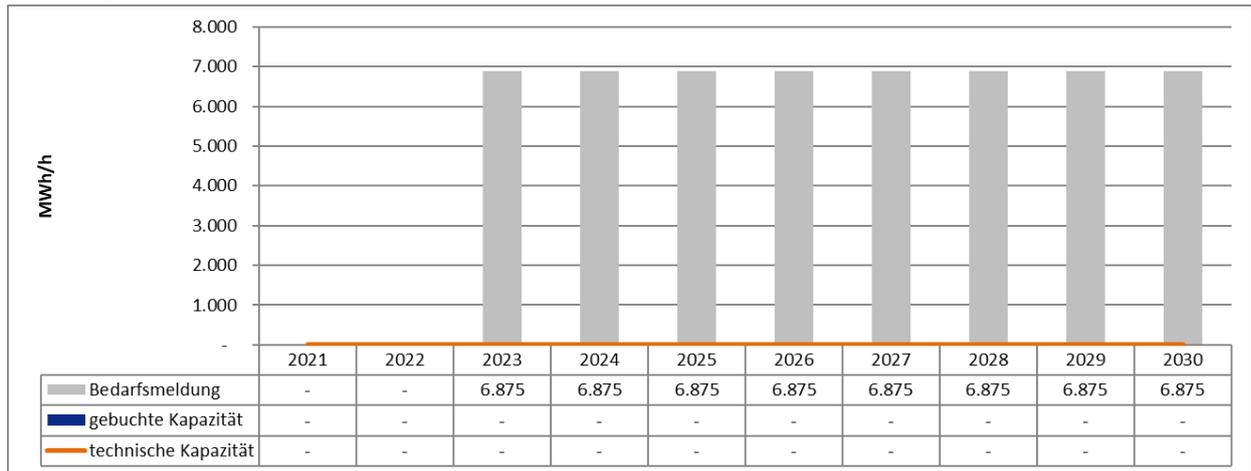
Abbildung 44: Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

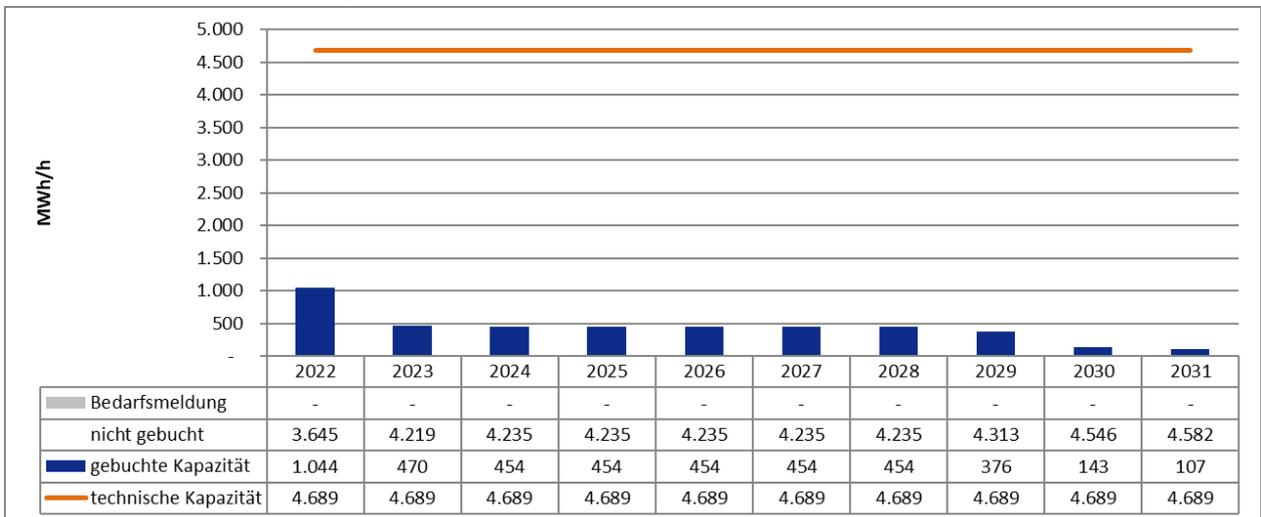
Die Bedarfsmeldungen am Ein- und Ausseispunkt Murfeld wurden in der Marktnachfrageanalyse nach dem Verfahren nach NC CAM von den Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und Plinovodi festgehalten. Ziel ist es, eine Entry-Kapazität von 6.875 MWh/h und eine gesamte Exit-Kapazität von 9.081 MWh/h bereitzustellen. Siehe dazu Abbildung 45 und Abbildung 46.

Abbildung 45: Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

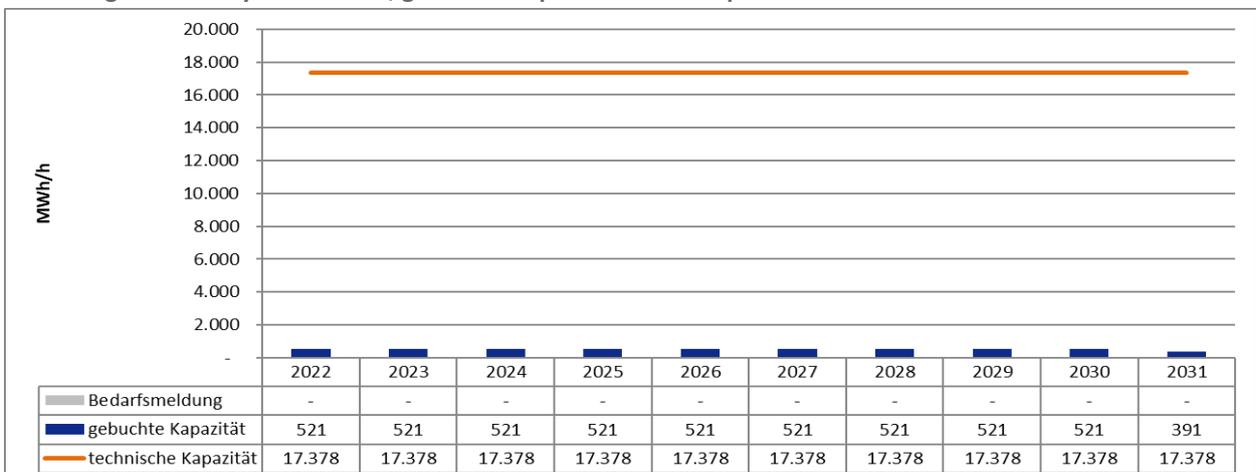
Abbildung 46: Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

Die Abbildung 47 zeigt, dass sowohl die technische als auch die gebuchte Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein im Prognosezeitraum 2022 bis 2031 aktuell konstant bleiben.

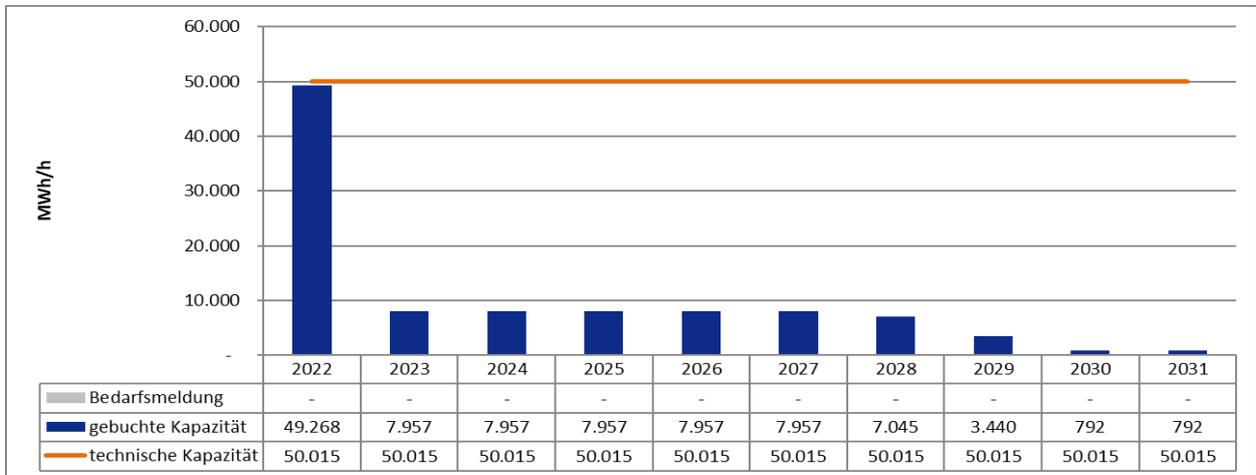
Abbildung 47: Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2021

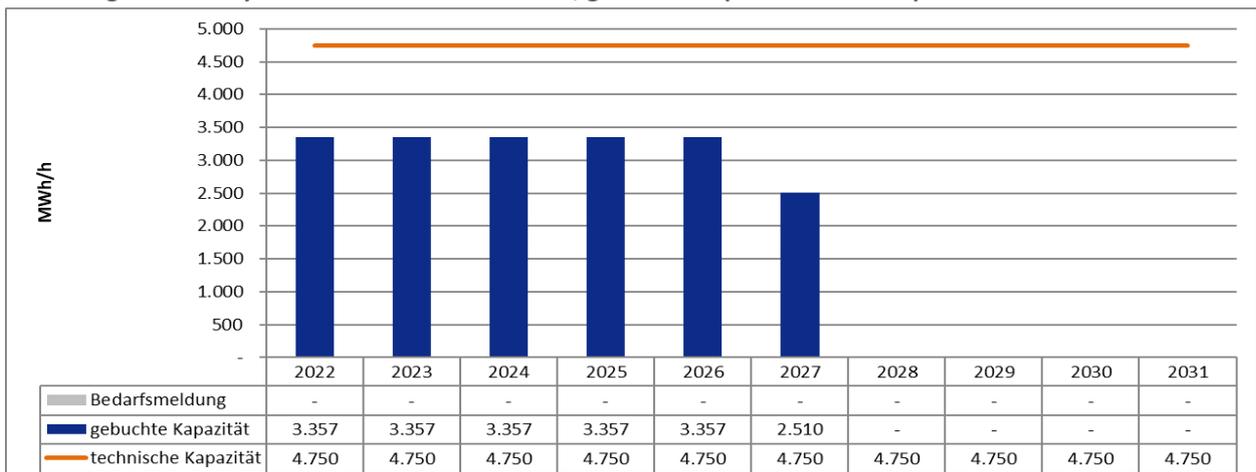
Die technische Kapazität und die gebuchte Kapazität am Ausspeisepunkt Arnoldstein bleiben bis 2022 konstant. Analog zum Einspeisepunkt Baumgarten erhöht sich die freie Kapazität ab 2023 durch das Auslaufen von mehrjährigen langfristigen Verträgen stark.

Abbildung 48: Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



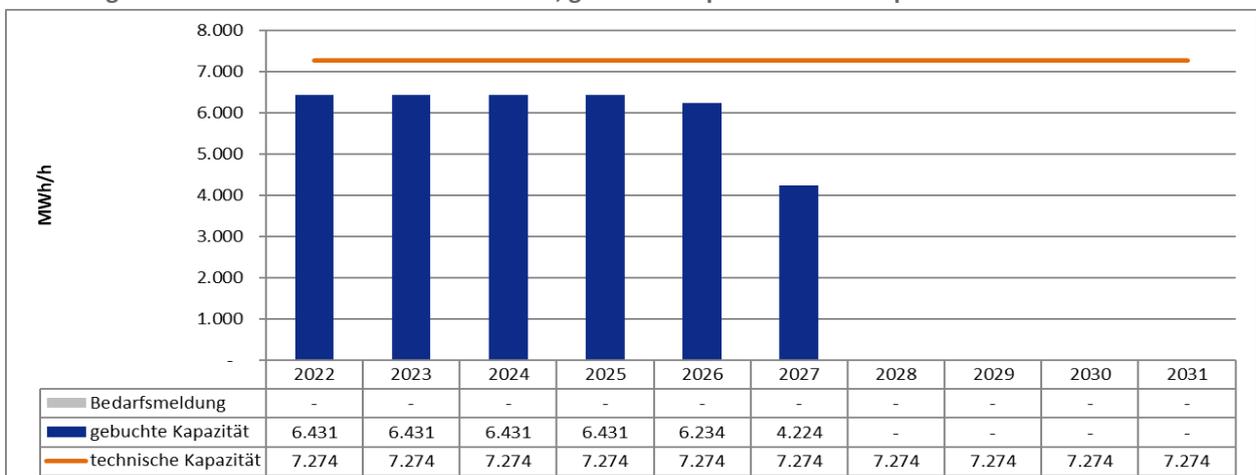
Quelle: AGGM Plattform (auf Basis von TAG GmbH übermittelten Daten), Kapazitätsbedarfe; 2021

Abbildung 49: Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

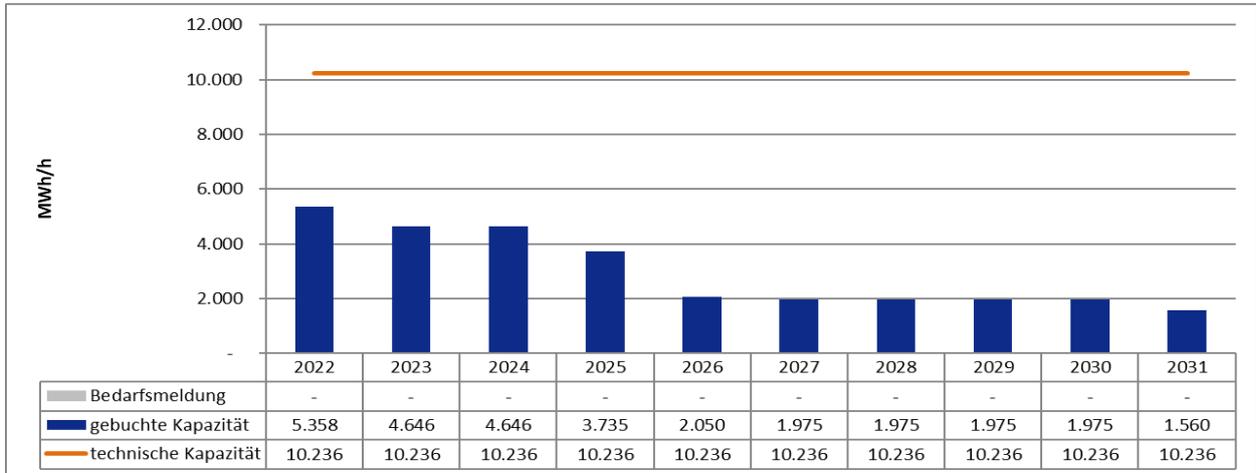
Abbildung 50: Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

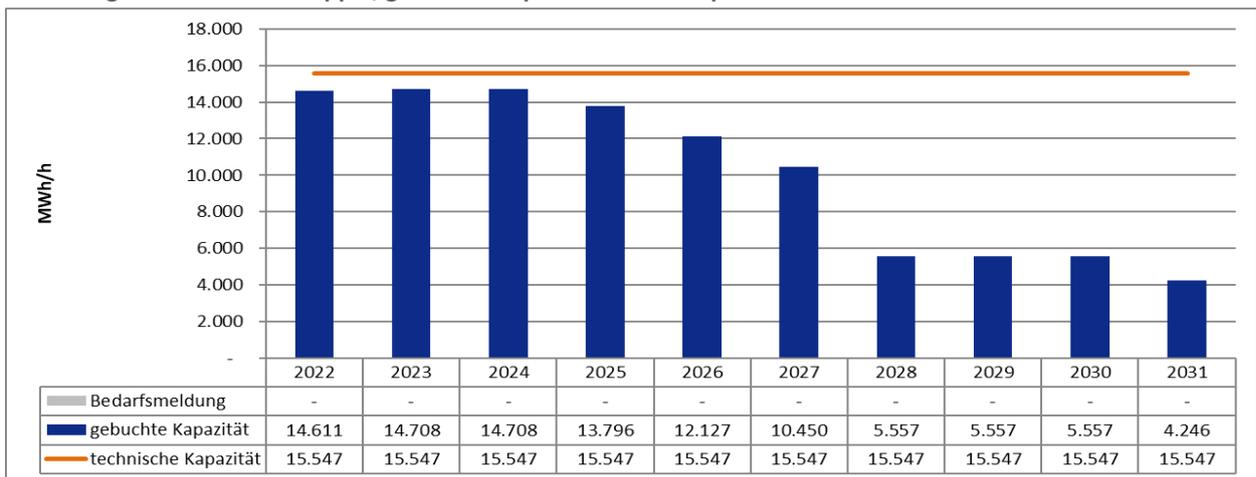
An dem Ein- und Ausspeisepunkt Oberkappel wurden im KNEP 2021 keine zusätzlichen Bedarfe gemeldet. Siehe dazu Abbildung 51 und Abbildung 52.

Abbildung 51: Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

Abbildung 52: Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031



Quelle: AGGM Plattform, Kapazitätsbedarfe; 2021

### 4.2.3 Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und dafür erforderliche Projekte

Im Rahmen der Planungsphase wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern Projekte entwickelt, die geeignet sind, um die im Kapazitätsszenario dargestellten Kapazitätsbedarfe zu decken. Eine Zuordnung von Kapazitätsbedarf zu Projekten ist in Tabelle 10 dargestellt.

Tabelle 10: Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten

Bedarf	Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
<b>Entry Reintal + 114.155 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
	GCA	2020/01	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) -210	4,5	
	TAG	2016/05	TAG Baumgarten interconnector capacity (CZATi)	4,5	
<b>Entry Mosonmagyaróvár + 114.155 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
	GCA	2021/01	Entry Mosonmagyaróvár – Minimum CS	4,5	
<b>Exit Mosonmagyaróvár + 381.691 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
Für die inkrementelle Kapazitätsanfrage wurde kein inkrementelles Projekt gestartet (siehe dazu Kapitel 5.3.3)					
<b>Entry Murfeld + 620.000 Nm<sup>3</sup>/h</b>					
	GCA	2015/08	Entry Murfeld Alternative je nach Offer Level	4,5	
	GCA	2020/02	Entry Murfeld - 160	4,5	
	GCA	2020/03	Entry Murfeld - 284	4,5	
	GCA	2020/04	Entry Murfeld - 119 zusätzlich	4,5	
	TAG	2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf	4,5	

Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2021

## 5 Projekte und Aktivitäten der Fernleitungsnetzbetreiber (Netzentwicklungspläne der Fernleitungsnetzbetreiber)

### 5.1 Gliederung der Projekte

Die Projekte im KNEP werden nach Projektkategorien und Projektarten gegliedert.

#### 5.1.1 Projektkategorie

Die Projekte im KNEP werden in 5 Projektkategorien (siehe Abbildung 53) eingeteilt, wobei die Projektkategorien den Genehmigungszyklus widerspiegeln.

Abbildung 53: Projektkategorien

<b>Projekte im letzten KNEP</b>	Neue Projekte	<b>Projekte im aktuellen KNEP</b>
	Weitergeführte genehmigte Projekte <b>ohne</b> Abänderung	
	Weitergeführte genehmigte Projekte <b>mit</b> Abänderung	
	Zurückgezogene Projekte	
	Fertiggestellte Projekte	

Quelle: AGGM

#### Neue Projekte

Neue Projekte sind jene Projekte, die im aktuellen KNEP zum ersten Mal zur Genehmigung eingereicht werden.

#### Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung

Projekte, die in früheren KNEPs eingereicht und genehmigt wurden und ohne wesentliche Änderung fortgeführt werden, werden dieser Kategorie zugeordnet.

#### Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung

Gemäß § 64 Abs. 1 GWG 2011 erfolgt die Genehmigung auf Basis des vom FNB übermittelten Nachweises der technischen Notwendigkeit, Angemessenheit und Wirtschaftlichkeit der Investitionen. Bei wesentlicher Änderung dieses Nachweises und deren entsprechenden Daten muss daher grundsätzlich eine Einreichung der Projektabänderungen seitens der FNB und eine erneute Prüfung des Projekts gem. § 64 GWG 2011 seitens E-Control stattfinden.

#### Zurückgezogene Projekte

Zurückgezogene Projekte sind mit der Genehmigung der Projektzurückziehung nicht mehr Gegenstand des aktuellen KNEP.

## Fertiggestellte Projekte

Diese Kategorie umfasst Projekte, die bis zum Einreichungszeitpunkt des aktuellen KNEPs in Betrieb genommen worden sind.

### 5.1.2 Projektarten

Des Weiteren werden im KNEP die Projekte hinsichtlich ihrer Verwirklichung angestrebten Ziele (z.B. Schaffung von zusätzlichen Kapazitäten, Ersatz von bestehender Infrastruktur, etc.) in folgende Projektarten unterteilt:

#### Planungsprojekte für zusätzliche Kapazitäten

Als Planungsprojekte werden Projekte für zusätzliche Kapazitäten bezeichnet, bei denen der Projektstatus in einem frühen Planungsstadium ist, deren Planungsüberlegungen hinsichtlich technischer Ausgestaltung und wirtschaftlicher Optimierung von vorgelagerten Projekten beeinflusst werden oder die Vermarktungsmodalitäten noch nicht abschließend geklärt sind.

#### Projekte für zusätzliche Kapazitäten

Unter Projekte für zusätzliche Kapazitäten sind Projekte zu verstehen, bei denen ein fortgeschrittener Projektstatus erreicht ist (z.B. die Detailplanung abgeschlossen, Genehmigungsverfahren eingeleitet oder eine Machbarkeitsstudie durchgeführt). Diese gliedern sich in:

- a. **Projekte mit Wirtschaftlichkeitsprüfung** gem. Art. 22 i.V.m. Art. 24 Verordnung (EU) 2017/459:  
Projekte, deren Kosten zur Gänze oder teilweise direkt einem oder mehreren Übergabepunkten (IP) zuzuordnen sind. Diese Projekte sind dann umzusetzen, wenn die Wirtschaftlichkeitsprüfung gem. Art. 22 i.V.m. Art. 24 NC CAM positiv ist.
- b. **Komplementärprojekte:**  
Dies sind Projekte, deren Realisierung zur Erreichung der vollständigen angestrebten Funktionen eines unter Punkt a. gelisteten Projektes erforderlich sind. Diese Projekte können nur dann umgesetzt werden, wenn das korrespondierende Projekt unter Punkt a. eine positive Wirtschaftlichkeitsprüfung gem. Art. 22 i.V.m. Art. 24 NC CAM erreicht hat. Mit der Genehmigung der Projekte sind diese umzusetzen, wenn das vorgelagerte oder korrespondierende Projekt die Bedingung zur Umsetzung erfüllt hat.
- c. **Projekte ohne Wirtschaftlichkeitsprüfung:**  
Dies sind Projekte, die weder Punkt a. noch Punkt b. zuzuordnen sind, dennoch aus Sicht der angestrebten Funktion und des Vorhabens kapazitätsrelevant sind (z. B. Flexibilisierung des Zugangs zum Virtuellen Handlungspunkt, Verstärkung des freizuordenbaren Charakters im Hinblick auf Versorgungs- und Transitsicherheit (Erhöhung der FZK-Redundanz), etc.) aber keine Ersatzinvestitionsprojekte sind.

## Ersatzinvestitionsprojekte

Auch Ersatzinvestitionen, die bestehende Infrastrukturen iSd § 63 Abs. 3 Z 1 GWG 2011 betreffen und den sicheren, zuverlässigen und leistungsfähigen Betrieb des Netzes sicherstellen, werden in den KNEP mit aufgenommen.

## 5.2 Projekte im KNEP 2021

Der KNEP 2021 umfasst die in Tabelle 11 bis Tabelle 16 aufgelisteten Projekte.

In Tabelle 11 und Tabelle 14 sind jene Projekte aufgelistet, die unverändert aus den KNEP 2020 weitergeführt werden. Diese Projekte sind bereits von E-Control Austria genehmigt und werden von den Projektträgern entsprechend dem Umsetzungsplan weitergeführt.

In Tabelle 12 und Tabelle 15 sind jene Projekte aufgelistet, die in einem früheren KNEP von E-Control Austria genehmigt, jedoch auf Basis neuer Erkenntnisse bzw. geänderter Bedarfe abgeändert wurden.

In Tabelle 13 und Tabelle 16 sind die im KNEP 2021 neu erstellten Projekte oder Planungsprojekte aufgelistet. Diese Projekte werden bei E-Control Austria zur Genehmigung eingereicht.

Die Projektblätter, in denen die wichtigsten Projektdaten zusammengefasst sind, sind dem Anhang 1 angefügt. Die Ordnung erfolgt nach Projektart und Projektnummer.

Informationen zu möglichen Auswirkungen auf die Transportkapazitäten während der Umsetzung der Projekte sind unter folgenden Links zu finden:

- AGGM: <https://www.aggm.at/netzinformation/instandhaltungskoordination>
- Gas Connect Austria: <https://www.gasconnect.at/netzinformationen/netzentwicklung/wartungsarbeiten/>
- TAG GmbH: <https://www.taggbh.at/fuer-netzbenutzer/wartungsarbeiten/>

### 5.2.1 Projekte für zusätzliche Kapazitäten

Die folgenden Projekte wurden in enger Abstimmung zwischen den österreichischen FNB und/oder den jeweiligen entsprechenden angrenzenden FNB analysiert und entwickelt.

Eine genauere Übersicht über die Projekte inklusive der technischen Maßnahmen in der Form von Projektdatenblättern befindet sich am Ende dieses Berichts.

Tabelle 11: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2015/01a</a>	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 750	4,5	
GCA	<a href="#">2015/04</a>	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	1,5	
GCA	<a href="#">2020/01</a>	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 210	4,5	
GCA	<a href="#">2020/02</a>	Entry Murfeld - 160	4,5	
GCA	<a href="#">2020/03</a>	Entry Murfeld - 284	4,5	
GCA	<a href="#">2020/04</a>	Entry Murfeld - 119	4,5	
TAG	<a href="#">2016/01</a>	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf	4,5	
TAG	<a href="#">2016/05</a>	TAG Baumgarten interconnection capacity (CZATi)	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2021

Das frühere benannte Projekt „TAG Baumgarten interconnection capacity (BACI)“ TAG 2016/05 wurde aufgrund der Interaktion mit den Komplementärprojekten GCA 2015/01a sowie GCA 2020/01 in „TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (CZATi)“ umbenannt. Die inhaltliche Definition des Projekts TAG 2016/05 bleibt unverändert.

Tabelle 12: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2015/08</a>	Entry Murfeld	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2021

Tabelle 13: Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2021/01</a>	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum CS	4,5	

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2021

## 5.2.2 Ersatzinvestitionsprojekte

Eine Übersicht über die einzelnen Ersatzinvestitionsprojekte ist in Tabelle 14, Tabelle 15 und Tabelle 16 zu sehen. Mehr Informationen über die Projekte inklusive der technischen Maßnahmen sind wieder in den Projektdatenblättern am Ende dieses Dokuments zu finden.

Änderungen zu KNEP Version vom 10.12.21:

- Abänderung der Projektes GCA [2016/E1](#) auf ein Ersatzinvestitionsprojekt ohne Abänderungen

Tabelle 14: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2016/E1</a>	110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung		Q3 2024
GCA	<a href="#">2016/E5</a>	Revamp Oberkappel		Q3 2021
GCA	<a href="#">2019/E2</a>	VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung		Q3 2021
GCA	<a href="#">2019/E4</a>	VS WAG Erneuerung Notstromgenerator		Q4 2021
GCA	<a href="#">2019/E5</a>	MS Neustift Compilation		Q4 2021
GCA	<a href="#">2019/E6</a>	UW Baumgarten Netzqualität		Q3 2021
GCA	<a href="#">2020/E1</a>	VS, MS Neustift, MS Oberkappel Umsetzung Wasserrecht		Q3 2021
GCA	<a href="#">2020/E3</a>	VS Neustift Erneuerung Stationssteuerung		Q2 2022
GCA	<a href="#">2020/E4</a>	HAG MS Umschaltbar WAG/PVS		Q4 2021
GCA	<a href="#">2020/E5</a>	BMG MS3 Filter Revamp		Q4 2021
TAG	<a href="#">2017/R03-A</a>	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4 2021
TAG	<a href="#">2018/R04</a>	Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf		Q4 2021
TAG	<a href="#">2019/R09</a>	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		Q1 2022
TAG	<a href="#">2020/R02</a>	Exchange of Electricity Switching System N11 CS-B		Q4 2022
TAG	<a href="#">2020/R04</a>	New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B		Q4 2021
TAG	<a href="#">2020/R05</a>	New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein		Q4 2022

Quelle: Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2021

Tabelle 15: Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
TAG	<a href="#">2016/R11</a>	Replacement of Gas-Hydraulic Actuators CS BGT, GFD, RUD		Q4 2026
TAG	<a href="#">2016/R12</a>	SCS Replacement CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		Q4 2026
TAG	<a href="#">2017/R04</a>	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4 2026
TAG	<a href="#">2017/R05</a>	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4 2024
TAG	<a href="#">2018/R07</a>	Major Overhaul Valve Station Zöbern		Q4 2025
TAG	<a href="#">2019/R07</a>	Exchange Leaking Valves Gas Coolers CS Ruden		Q4 2022
TAG	<a href="#">2020/R01</a>	DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten		Q4 2022
TAG	<a href="#">2020/R03</a>	Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden		Q4 2026
TAG	<a href="#">2020/R06</a>	Optimization TUCOs, CS-Ruden		Q4 2024

Quelle: TAG GmbH; 2021

Tabelle 16: Ersatzinvestitionsprojekte - Neue Projekte

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]
GCA	<a href="#">2021/E2</a>	VS Neustift Erneuerung Maschienensteuerung		Q1 2023
GCA	<a href="#">2021/E3</a>	Erneuerung RMA Armaturen Abschnitt 3 (Bad Leonfelden)		Q4 2023
GCA	<a href="#">2021/E4</a>	Erneuerung Stationsteuerung VS Kirchberg		Q4 2023
GCA	<a href="#">2021/E5</a>	MS Überackern/SS Mauerkirchen Erneuerung Isolierkupplung (IK)		Q4 2022
GCA	<a href="#">2021/E6</a>	Erneuerung Stationsteuerung MS Überackern		Q4 2024
GCA	<a href="#">2021/E10</a>	VS Kirchberg Erneuerung Maschienensteuerung		Q4 2023
TAG	<a href="#">2021/R01</a>	Exchange of Insulation Joints Ludmannsdorf & Arnoldstein		Q4 2023
TAG	<a href="#">2021/R02-A</a>	Cable ways concept, CS-Baumgarten		Q4 2022
TAG	<a href="#">2021/R02-B</a>	Cable ways concept, Grafendorf		Q4 2023
TAG	<a href="#">2021/R02-C</a>	Cable ways concept, Ruden		Q4 2026
TAG	<a href="#">2021/R03</a>	Substitution MKVI CS Eggendorf		Q4 2024
TAG	<a href="#">2021/R04</a>	Substitution MKVI CS Weitendorf		Q4 2023
TAG	<a href="#">2021/R05</a>	Upgrade Power Turbine GC600 in CS Grafendorf		Q4 2023

TAG	<a href="#">2021/R06-A</a>	Upgrade of safety and control loops CS Baumgarten	Q4 2022
-----	----------------------------	--	---------

Quelle: Gas Connect Austria; TAG GmbH; 2021

Im Vergleich zur KNEP Version A1, welche von AGGM zwischen 25.10.2021 und 15.11.2021 konsultiert wurde, wurden die Projekte "TAG 2021/R02 Cable way concept" und „TAG 2021/R06 Upgrade of safety and control loops“ per Verdichterstation aus Planungsgründen runtergebrochen, ohne inhaltliche Änderungen der Projektumfänge und -zwecken. Auf dem gemeinsamen Verständnis zwischen TAG GmbH und E-Control wird das Teilprojekt „TAG 2021/R06 Upgrade of safety and control loops CS Ruden“, welches die Verdichterstation Ruden betrifft und aktuell Arbeiten im Jahr 2026 vorsieht, in einem späteren Zeitpunkt in den KNEP eingebracht.

### 5.3 Projekte und Aktivitäten von Gas Connect Austria

Gas Connect Austria vermarktet Transportkapazitäten und Dienstleistungen transparent und bietet allen Kunden einheitliche Konditionen und trägt wesentlich zur sicheren Versorgung mit Erdgas in Österreich und Europa bei. Transportiert wird das Erdgas in die österreichischen Bundesländer aber auch nach Deutschland, Frankreich, Slowenien, Kroatien und Ungarn.

*Projekte als Bausteine.* Dazu führt Gas Connect Austria eine detaillierte Planung für jene technischen Maßnahmen durch, die unser Angebot für die Zukunft erst ermöglichen. Die Planung von Projekten als spezifischer Teil der Netzentwicklungsplanung unterliegt dabei der Vorgehensweise des Kapitel 5 der Verordnung (EU) 2017/459 der Kommission zur Festlegung eines Netzkodex über Mechanismen für die Kapazitätszuweisung in Fernleitungsnetzen (*Network Code Capacity Allocation Mechanisms, NC CAM*).

*Koordiniert.* Der Netzentwicklungsplan von Gas Connect Austria ist integraler Bestandteil des koordinierten Netzentwicklungsplans. Daher wurden die geplanten Projektierungen in Abstimmung mit dem österreichischen Fernleitungsnetzbetreiber Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG) und den benachbarten Fernleitungsnetzbetreibern entwickelt.

*Energiewende.* Im Einklang mit der Klima- und Energiepolitik der Europäischen Union verfolgt Österreich das Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionen. Gas Connect Austria ist mit seiner leistungsstarken Gasinfrastruktur ein wichtiger Teil der Lösung, um die Versorgungssicherheit und Leistbarkeit in der Energiewende zu gewährleisten.

#### 5.3.1 Gas Connect Austria –Innovation durch Forschung & Entwicklung

Die ambitionierten nationalen und europäischen Klimaziele erfordern ein rasches und koordiniertes Handeln auf allen Ebenen des Energiesektors. Gas Connect Austria ist sich seiner Verantwortung und potenziellen Rolle als Nahtstelle (Sektorkoppler und Sektorintegrator)

zwischen den Energieträgern bewusst und beschäftigt sich daher geschäftssichernd und vorrausschauend bereits seit 2014 intensiv mit Wasserstoff und dessen Möglichkeiten.

### *Synergien & integrierte Pläne*

Bislang gibt es auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene etablierte Planungsinstrumente wie den Zehnjahresplan (TYNDP Ten-Year Network Development Plan) zur Entwicklung des künftigen Gasnetzes. Um das Gasnetz rasch zu dekarbonisieren und Wasserstoff aktiv miteinzuflechten, sollte die Wasserstoff-Infrastruktur in den Netzentwicklungsplänen der Verbände Europäischer Übertragungs- bzw. Fernleitungsnetzbetreiber (ENTSOs European Network of Transmission System Operators) für Strom und Gas mitaufgenommen werden. So würden Synergien bei der sektorübergreifenden Planung genützt und die ENTSG als europäische Anlaufstelle für Gasnetzbetreiber auch für Wasserstoff zuständig sein.

### *Wasserstoff und Gas gemeinsam denken*

Im Vorfeld einer öffentlichen Konsultation, hat auch Gas Connect Austria eine Stellungnahme abgegeben – der Entwurf des Gesetzespakets wird im vierten Quartal 2021 erwartet. Eine für Gas Connect Austria zentrale Forderung für den Gesetzentwurf ist, dass der Wasserstofftransport und die bestehende Gasinfrastruktur künftig Hand in Hand gehen müssen. Durch die Nutzung bestehender Leitungen oder auch den Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen an den Schnittstellen zu den Stromnetzen oder die Errichtung von Anlagen zur Deckung des Eigenbedarfs und Teilnahme am Regelenergiemarkt können Gasnetzbetreiber einen wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten. Dafür müsste als erster Schritt Blending (Einspeisung von Wasserstoff ins Gasnetz) und Deblending (Entnahme von Wasserstoff aus dem Gasnetz in Reinform) verankert werden. Die Gaslegislative sollte Wasserstoff „mitregulieren“, denn so können bestehende Netzbetreiber auch Wasserstoff in ihren Leitungen transportieren, dürfen auch „reine“ Wasserstoffleitungen betreiben und es würde zu einer Integration der diversen Gase, auch von Biogas, bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit, des Wettbewerbs und der Leistbarkeit (Transporttarife) kommen.

### *Regelungen für grenzüberschreitenden Wasserstoffmarkt*

Der Aufbau eines EU- weiten funktionierenden Wasserstoffmarkts erfordert die Möglichkeit Wasserstoff grenzüberschreitend, auch von außerhalb der EU, transportieren und handeln zu können. Dafür braucht es eine EU-weit einheitliche Regelung zu Gasqualitätsstandards, Limits von Wasserstoff im Erdgas sowie anzuerkennenden Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweisen, auch von außerhalb der EU wie der Ukraine oder Nordafrika.

Als wichtiger Teil einer zukünftigen Energieversorgung entwickelt und unterstützt Gas Connect Austria innovative, nachhaltige Infrastrukturprojekte im Hinblick auf neue marktkonforme Geschäftsmodelle und die Absicherung seines Kerngeschäfts. Gas Connect Austria ist offen für alle Pipelineverbindungsrouen nach Österreich und bringt sich aktiv in internationale Projekte ein. Gas Connect Austria konzentriert sich auf ihr langfristiges Kerngeschäft: Gastransit, Gasverteilung und Servicetätigkeiten. Die Absicherung und Weiterentwicklung Österreichs als zentrale Transport-, Speicher- und Handelsdrehzscheibe in Mitteleuropa ist Gas Connect Austria

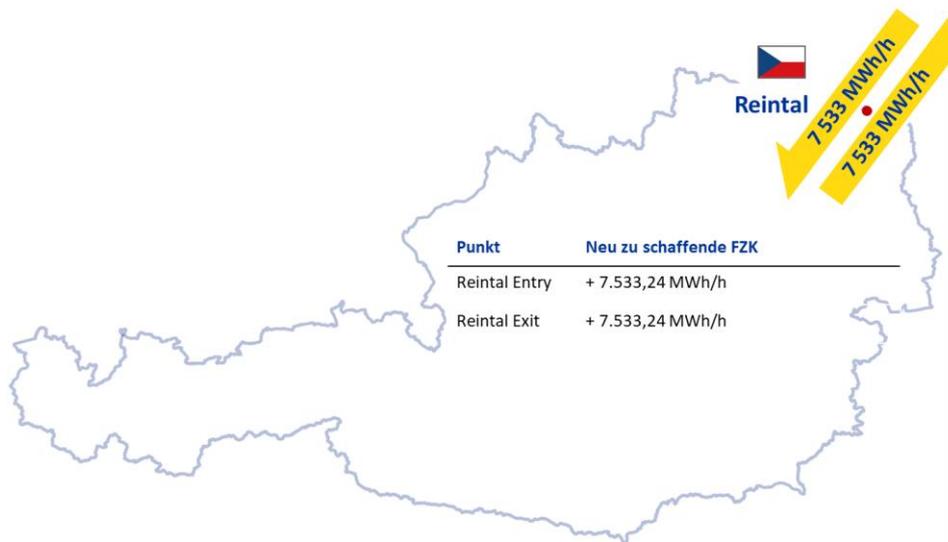
dabei wichtig und für die zukünftig an Bedeutung zunehmende erneuerbare Energieerzeugung unumgänglich.

### 5.3.2 Netzentwicklung zur direkten Verbindung der Gasmärkte Österreichs und Tschechiens

Auf Grundlage des Antrages auf Genehmigung des Projektvorschlages<sup>9</sup> für neu zu schaffende Kapazitäten betreffend des Kopplungspunktes zwischen Österreich und Tschechiens erfolgen, vorbehaltlich der Genehmigung durch die Regulierungsbehörde, im Juli 2022 die Versteigerung für die beiden Angebotsschwellen (in Höhe von 2.115,00 MWh/h bzw. 7.533,25 MWh/h pro Jahr).

Das Projekt [GCA-2015/01a](#), welches der oben angeführten Angebotsschwelle in Höhe von 7.533,25 MWh/h pro Jahr zugrunde liegt, ist bereits im Genehmigungsbestand der Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria. Die technische Maßnahmenplanung wurde für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

Abbildung 54: GCA 2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector

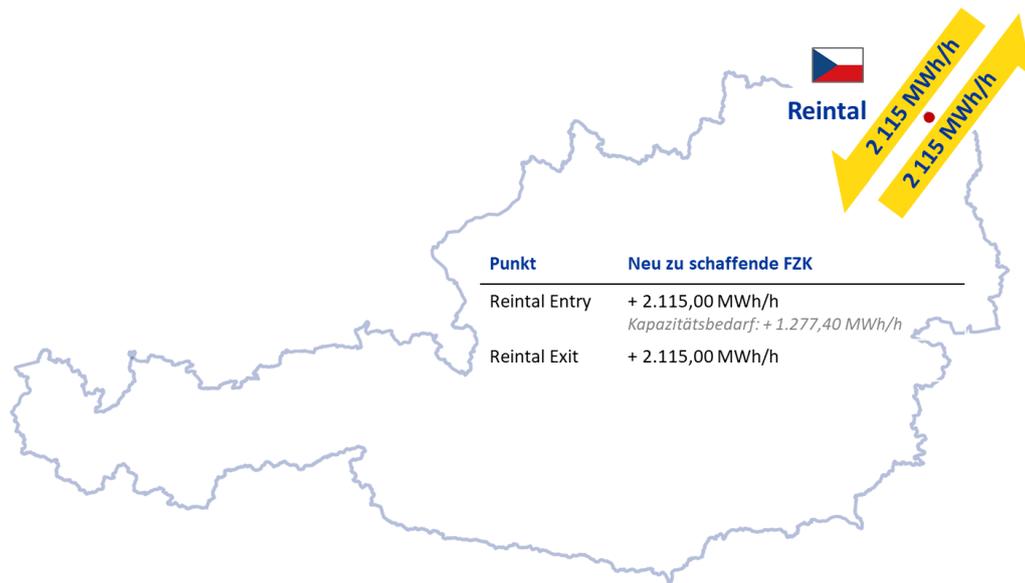


Quelle: Gas Connect Austria

Das Projekt [GCA-2020/01](#), welches die oben angeführte neue Angebotsschwelle von 2.115,00 MWh/h pro Jahr widerspiegelt, ist bereits im Genehmigungsbestand der Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria. Die technische Maßnahmenplanung wurde für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

<sup>9</sup> Vgl. Antrag auf Genehmigung des Projektvorschlags zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem tschechischen Einspeise-Ausspeisesystem, veröffentlicht in deutscher Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/NEP/PUBLISH-2021-05-28-GCA-ART-28-CZATi-PROJECT-PROPOSAL-II.pdf>

Abbildung 55: GCA 2020/01 Czech-Austrian-Interconnector (CZATi)



Quelle: Gas Connect Austria

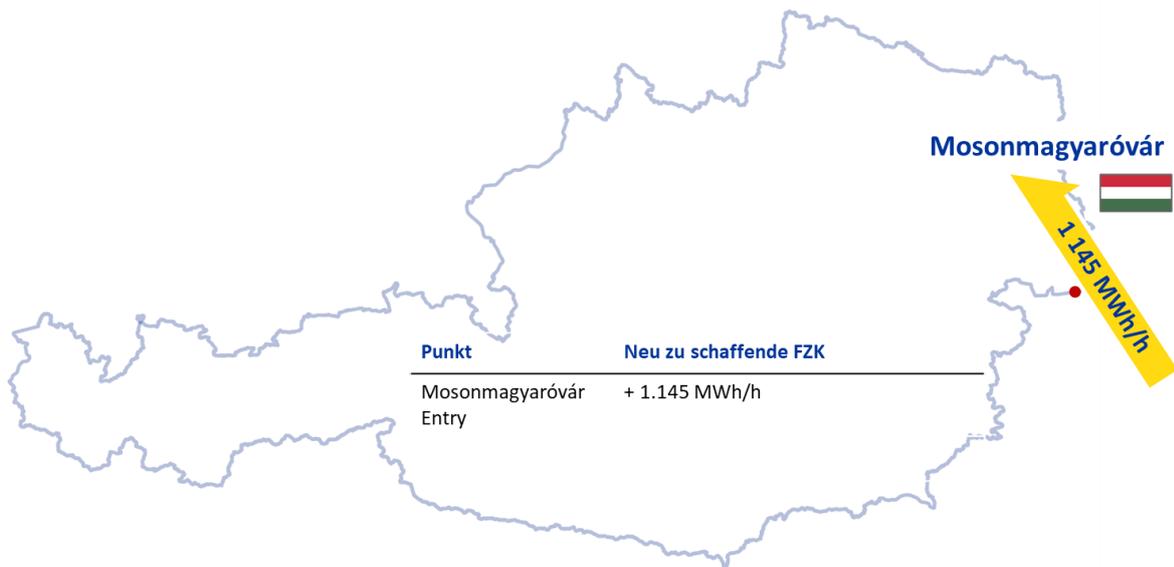
### 5.3.3 Netzentwicklung des österreichisch-ungarischen Kopplungspunkts

Basierend auf dem Ergebnis der Analyse der Marktnachfrage, welche Gas Connect Austria und FGSZ gemeinsam und gemäß Artikel 26 des NC CAM im September und Oktober 2019 durchführten<sup>10</sup>, ist im Juli 2022 die Vergabe zwei weiterer Angebotsschwellen am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár (in Höhe von 954,67 MWh/h bzw. 1.145,61 MWh/h pro Jahr) geplant.

Das Projekt GCA-2015/04, welches diesen Angebotsschwellen zugrunde lag, wird nach Aufforderung der Behörde zu einen „Planungsprojekt“ herabgestuft. Das Projekt GCA 2021/01 ersetzt dieses Projekt und wird neu eingereicht. Die technischen Maßnahmenplanungen wurden im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

<sup>10</sup> Vgl. Bericht zur Marktnachfrageanalyse zwischen dem österreichischen Marktgebiet Ost und dem ungarischen Einspeise-Ausspeisesystems, veröffentlicht in englischer Sprache auf den Internetseiten von Gas Connect Austria unter <https://www.gasconnect.at/fileadmin/Fachabteilungen/ST/NEP/2019-10-21-MDAR-HU-AT.pdf>. Im Rahmen der Analyse der Marktnachfrage fragten Netznutzer auch zusätzliche Ausspeisekapazität in Höhe von rund 4.271,12 MWh/h pro Jahr für die Gasjahre 2020 bis 2029 indikativ nach. Eine von Gas Connect Austria durchgeführte technische Analyse ergab, dass eine solche Ausbauschwelle frühestens für das Gasjahr 2025 kommerziell in Betrieb genommen werden kann. Da per Enddatum der Marktnachfrageanalyse am 21. Oktober 2019 ab dem Gasjahr 2024 jedoch genügend freie Bestandskapazität zur Deckung der indikativen Nachfrage ausgewiesen war, entschieden Gas Connect Austria und FGSZ, kein Projekt für neu zu schaffende Kapazitäten in Flussrichtung von Österreich nach Ungarn einzuleiten.

Abbildung 56: GCA 2021/01 Entry Mosonmagyaróvár Minimum CS



Quelle: Gas Connect Austria

Das Projekt [GCA-2019/01](#), wurde nach Aufforderung der Regulierungsbehörde aus dem KNEP 2020 entfernt.

### 5.3.4 Netzenwicklung des österreichisch-slowenischen Kopplungspunkts

Der Aufforderung des gemeinsamen Briefs der österreichischen, slowenischen und kroatischen Regulierungsbehörden nachkommend hat Gas Connect Austria die Projekte GCA-2020/02, GCA-2020/03 und GCA-2020/04 vorgelegt, welche wiederum im KNEP 2020 genehmigt wurden. Die drei Regulierungsbehörden begründeten ihre Kapazitätsanfragen mit der Redimensionierung des LNG-Terminals auf der Insel Krk sowie dem Projekt „Ionian Adriatic Pipeline“. Gas Connect Austria erachtet jedenfalls das LNG-Terminal als potenzielle Quelle<sup>11</sup> für Transporte zur Senke Baumgarten.

Die Projekte [GCA-2020/02](#), [GCA-2020/03](#) und [GCA-2020/04](#) zur Herstellung von fester und frei zuordenbarer Kapazität am Einspeisepunkt Murfeld/Cersak gemäß den angefragten Ausbauschwellen werden der österreichischen Regulierungsbehörde mit dem gegenständlichen Netzentwicklungsplan zwecks Genehmigung vorgelegt. Die technische Maßnahmenplanung

<sup>11</sup> Die technische Regasifizierungskapazität am LNG-Terminal Krk in Höhe von rund 3.321,23 MWh/h pro Jahr ist für die Gasjahre 2022 und 2023 nahezu ausgebucht. Die Buchungsrate der technischen Regasifizierungskapazität für die Gasjahre 2024 bis 2027 beträgt rund 90%. Die Buchungsrate der technischen Regasifizierungskapazität für die Gasjahre 2028 bis 2029 beträgt rund 40%. [Quelle: [Available capacities at the terminal – LNG Hrvatska](#), Zugriff am 13. August 2021]

wurde für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

*Das Projekt [GCA-2015/08](#)* zur Herstellung von fester bzw. frei zuordenbarer Kapazität in Höhe von 6.937,80 MWh/h am Einspeisepunkt Murfeld/Cersak ist bereits im Genehmigungsbestand der Netzentwicklungsplanung von Gas Connect Austria. Die technische Maßnahmenplanung wurde für den Planungshorizont des vorliegenden Netzentwicklungsplans aktualisiert und im Projektdatenblatt im Anhang I zusammengefasst.

*Das Projekt [GCA-2015/08](#)* ist im Rahmen des Projekte-Clusters „6.26 Croatia–Slovenia–Austria“ auf der vierten PCI Liste.

### 5.3.5 Netzentwicklung der österreichisch-deutschen Kopplungspunkte

Gas Connect Austria hat binnen Frist eine unverbindliche Nachfrage erhalten, Wasserstoff am Grenzkopplungspunkt Überackern SUDAL auszuspeisen. Übersetzt in die Logik von Einspeise-Ausspeise-Systemen bedeutet dies, dass der Markt Gas Connect Austria beauftragt hat, einen Transport von Wasserstoff vom österreichischen Virtuellen Handelspunkt/ VHP zum deutschen VHP zu projektieren.

Die nachgefragten Transportkapazität lässt sich der Höhe nach jedoch nicht mittels Beimischung (Blending) von Wasserstoff in den Gasstrom darstellen, sondern bedarf dedizierter Wasserstoff-Infrastruktur, also eines Neubaus oder einer Umwidmung bestehender Leitungen. Weil aber dieser Wasserstofftransport nicht mittels Beimischung in den Gasstrom der bestehenden Netz-Infrastruktur möglich ist, ist zur Darstellung des Transportfalls jedenfalls und komplementär auch ein Transport (Zugang) zum österreichischen VHP zu projektieren.

Dazu fehlt Gas Connect Austria auf Basis der erhaltenen Nachfrage jedoch die Information, aus welcher Quelle der zu transportierende Wasserstoff aufgespeist werden soll. Daher ist es Gas Connect Austria bei gegebenem Informationsstand nicht möglich, ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität einzuleiten. Gas Connect Austria behält sich jedoch vor, für den Fall einer entsprechend geänderten Fakten- und Informationslage ein Projekt für neu zu schaffende Kapazität einzuleiten.

Das „Trading Region Upgrade Do It Yourself“ (TRUD!Y) - Service wird Transportkunden in Deutschland und der Schweiz ermöglichen, sich direkt über den Central European Gas Hub (CEGH), dem virtuellen Handelspunkt im Marktgebiet Ost, zu versorgen. Eine weitere Verbindungsmöglichkeit in Richtung Marktgebiet Tirol wird derzeit ebenfalls untersucht. Entwickelt wird das neue, innovative Service von den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern Gas Connect Austria und bayernets.

Im Lichte der aktuellen Diskussionen und Bestrebungen in Richtung Klimaneutralität stellt TRUD!Y eine intelligente und zeitgemäße Lösung dar, da die Leistungsabwicklung auf bestehende Infrastruktur zurückgreift und folglich keine zusätzlichen Investitionen in einen Netzausbau

erfordert. Damit entspricht TRUD!Y auch den Interessen der Europäischen Union, Märkte einfach und kosteneffizient miteinander zu verbinden. Gleichzeitig erfüllt es die grenzüberschreitenden Transportwünsche der Kunden. Weitere Informationen zu TRUD!Y sind auf den Internetseiten von Gas Connect Austria zugänglich.

### **5.3.6 Netzentwicklung des österreichisch-slowakischen Kopplungspunkts**

Das langfristige Buchungsverhalten der Netznutzer sowie die fehlende indikative Nachfrage nach neu zu schaffender Kapazität am Einspeise- und Ausspeisepunkt Baumgarten belegen, dass Gas Connect Austria Bestandskapazität in ausreichender Höhe im Markt anbietet.

### **5.3.7 Netzentwicklung des Kopplungspunkts mit dem österreichischen Verteilerggebiet**

Am Einspeise- und Ausspeisepunkt des Fernleitungsnetzes von Gas Connect Austria zum österreichischen Verteilerggebiet wurden im Erhebungszeitraum des gegenständlichen Netzentwicklungsplans keine Kapazitätsbedarfe angemeldet.

*Das Projekt [GCA-2017/02](#), welches zusätzliche frei zuordenbare Kapazitäten in Höhe von rund 56,00 MWh/h am Ausspeisepunkt vom Fernleitungsnetz in das Verteilerggebiet schaffen soll, hängt von einer Konkretisierung der Bedarfsmeldung durch AGGM als Netzbenutzer ab. Da AGGM als Verteilerggebietsmanager bis dato kein korrespondierendes Projekt in der Langfristigen Planung für das österreichische Verteilerggebiet eingereicht hat, wird Gas Connect Austria das Planungsprojekt im gegenständlichen Netzentwicklungsplan zurückzuziehen.*

## 5.4 Projekte und Aktivitäten der Trans Austria Gasleitung GmbH

An der Kreuzung zwischen Nord-Süd in Mittel- und Südeuropa („NSI East Gas“) und den südlichen („SGC“) vorrangigen Gaskorridoren spielen Österreich und sein virtueller Handlungspunkt in der Erdgasversorgung Europas aufgrund der geografischen Situation eine maßgebliche Rolle. Die aktuell noch in Entwicklung befindlichen neuen grenzüberschreitenden Verbindungen zur Versorgung mit Gas aus dem Schwarzen Meer bzw. von russischem Gas aus Nordeuropa würden diese Funktion als Gasdrehscheibe und insbesondere den Knoten Baumgarten weiterhin verstärken.

Wegen dieser zentralen Lage stellt das Fernleitungssystem der Trans Austria Gasleitung GmbH („TAG GmbH“) eine Lebensader von der slowakischen zur italienischen Grenze dar. Im ständigen Austausch mit dem angrenzten Fernleitungsnetzbetreiber Gas Connect Austria GmbH („GCA“), leistet TAG GmbH einen wesentlichen Beitrag zur österreichischen Versorgungssicherheit in Richtung des einheimischen Verteilungssystems und zur internationalen Transitsicherheit in Richtung der angrenzenden italienischen, slowenischen und weiters der kroatischen Netze.

Die Planung und Umsetzung von Investitionsprojekten erfüllt grundsätzlich einen doppelten Zweck, welcher in der Kernverantwortung der TAG GmbH als Fernleitungsnetzbetreiber liegt:

- einerseits die bestehenden Fernleitungsanlagen des TAG-Systems durch Ersatzinvestitionen zuverlässig, leistungsfähig und optimiert aufrechtzuerhalten, um die bisherigen Transporterfordernisse weiterhin sicherzustellen
- andererseits Marktnachfrage nach zusätzlicher Transportkapazität nachzukommen, gemäß der verankerten NEP Methodologie „Kapazitätsdatenerhebung / Ermittlung des Kapazitätsbedarfs / Definition und Analyse des Kapazitätsszenarios / Projektplanung“

Der Beitrag von TAG GmbH zum österreichischen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) liefert im Wesentlichen den verschiedenen Akteuren des Gas- und Energiesektors, Marktteilnehmern, Entscheidungsträgern und Konsumenten eine Darstellung der laufenden Planungsaktivität und Projektfortschritte des Unternehmens. Die Auflistung der Hauptinvestitionen gliedert nach Investitionen für Kapazitätserweiterung und Ersatzinvestitionen bildet jeweils die Verwirklichung der Nachfragedeckung und der Aufrechterhaltung des TAG-Systems ab. TAG GmbH stellt ebenfalls den Konnex der FNB-Aktivität im breiteren Kontext der Weiterentwicklung des europäischen Gasmarktes dar, von der Innovation und Technologie bis zur aktuellen und potenziellen Vermarktungsaktivität.

Der Beitrag von TAG GmbH wurde integrativ in enger Zusammenarbeit mit Marktgebietsmanager (AGGM), GCA und den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern aufgebaut. Die ewigen Interaktionen mit dem österreichischen Verteilungssystem wurden ebenfalls in einer nationalen holistischen Betrachtungsweise unter Einbeziehung der AGGM als VMGM<sup>12</sup> berücksichtigt.

---

<sup>12</sup> VMGM: Verteiler- und Marktgebietsmanager

### 5.4.1 TAG GmbH, Mission und Vision

Das Jahr 2020 stellt für die TAG GmbH einen wichtigen Übergang in das neue kommende Jahrzehnt dar. Sie projiziert ihre geschäftliche und industrielle Rolle in die dekarbonisierte Zukunft und unterstützt nachdrücklich die Energiewende und Dekarbonisierung, das europäische Green Deal, auch im turbulenten Kontext des COVID-19 und dessen menschlicher Auswirkungen und wirtschaftlicher Unsicherheit.

Die Unternehmensmission wurde Ende 2019 neu ausgearbeitet und hat sich an die Entwicklung des Geschäftes der TAG GmbH im Rahmen der europäischen Ziele der Energiewende und Dekarbonisierung angepasst.

*Energie verbindet Menschen. Wir liefern die Energie für Ihre Ideen und den fortschrittlichen Gastransport von morgen.*

TAG GmbH erneuerte auch 2019 sein Motto und positionierte seine Vision und seinen Ansatz für die mittel- und langfristigen Herausforderungen des Energiesektors, im weiteren Sinne betrachtet, und initiierte seine neue Positionierung als Übertragungsnetzbetreiber entlang der Energie-Wertschöpfungskette im nächsten Jahrzehnt.

*Unsere Vision ist es, Märkte zu verbinden, indem wir nachhaltige Energie für eine leichtere Zukunft bereitstellen.*

Die Energiewende begann zu Beginn des 21. Jahrhunderts und wird, ausgelöst durch die politische Ausrichtung der EU, vom angenommenen Klimawandel angetrieben, der die auf fossilen Brennstoffen basierenden Sektoren (Industrie, Mobilität) unter Druck setzt. Auf der Ebene der Mitgliedstaaten wird die europäische Politik reflektiert, z.B. durch die nationale Kommunikation zum Kohleausstieg, durch die Interventionen am CO<sub>2</sub>-Zertifikatsmarkt oder eine günstige Politik für die massive Durchdringung von erneuerbaren Energien, die hauptsächlich auf der bisherigen Entwicklung der Wind- und Solarenergieerzeugung beruht.

Als direkte Konsequenz basieren die verschiedenen Energiebedarfsszenarien der nächsten 30 Jahren stark auf der schrittweisen Ersetzung der CO<sub>2</sub>-unfreundlichsten Energieträger Erdöl und Kohle. Die Zukunft kann anhand eines Energie-Trilemma-Rahmens analysiert werden:

- **Die Energieversorgungssicherheit beruht auf Gas:** Im Jahr 2018 macht Erdgas etwa 30% des Primärenergiebedarfs Europas aus. Gas ermöglicht die saisonale Flexibilität der EU mit einem Verbrauchsfaktor Winter / Sommer von rund 1,75. Gase, unabhängig von ihrer Form, müssen Teil der Energiewende sein, da die derzeit realisierbaren technologischen Fortschritte anderer Energievektoren heute keine konkrete Antwort auf diese Energievolumenskala liefern.
- **Die Bezahlbarkeit und Wettbewerbsfähigkeit von Gas:** Die Beseitigung von Gasen, in jeglicher Form, würde für die Gesellschaft Kosten in Milliardenhöhe für gestrandete Gasanlagen und die symmetrische Neuinvestition für neue Stromnetze und Stromspeicher in einem noch nicht technologisch reifen Größenverhältnis verursachen.

- *Die nachhaltigen Gase:* Regierungspolitische Maßnahmen sind bereits von entscheidender Bedeutung um die Rolle von Gas bei den doppelten Herausforderungen der Reduzierung der Treibhausgasemissionen und der Verbesserung der städtischen Luftqualität zu bestimmen und um die Einführung kohlenstoffarmer Gasttechnologien zu unterstützen. Die Zukunft des Gases und sein Platz in der EU-Gesellschaft wird derzeit als umweltfreundlich und nachhaltig kohlenstofffrei projiziert.

*TAG GmbH positioniert seine Strategie zu Beginn des Jahrzehnts 2020-2030 angesichts der großen energischen Herausforderungen neu. Der Fernleitungsnetzbetreiber, auch mit dem Ende der langfristigen Kapazitätsverträge, verankert seine langfristige Nachhaltigkeit in die Energiewende, die von differenzierten Geschäftsmodellen und vom Einsatz der Gesellschaft für grünes Gas und grünem Strom angetrieben wird.*

#### **5.4.2 Erneuerung und Zukunft des Verkehrssystems, Innovation und Technologie, Dekarbonisierung, Energieeffizienz, Wasserstoff**

Die Erneuerung des TAG-Systems und die Instandhaltungstätigkeit stehen im Mittelpunkt der Hauptverantwortung der TAG GmbH, um die technische, betriebliche und wirtschaftliche Integrität des Betriebs des TAG-Systems im Einklang mit den übergeordneten Zielen der Versorgungssicherheit und der Vermeidung von Transportbeschränkungen zu gewährleisten.

Im Zuge der Entwicklung großer Ersatzinvestitionsprojekte und -programme legt die TAG GmbH einen erheblichen Schwerpunkt auf Innovation und Technologie mit dem Ziel, sozioökonomische Vorteile für die Gesellschaft zu generieren, die sich beispielsweise auf die Emissionsminderung, auf die Optimierung der OPEX, auf die Verringerung von Transportunterbrechungen, auf die Erhöhung der Betriebssicherheit oder noch auf die Optimierung des Energieverbrauchs für die Verdichtung beziehen.

##### **5.4.2.1 Dekarbonisierung und Energieeffizienz im Gastransport**

*NOxER II:* Die funktionale Inbetriebnahme der elektrischen Kompressoren als Abschluss des NOxER II-Projektes erfolgte Ende 2018 und machte das TAG-System zu einem immer moderneren und dekarbonisierten Netz. Nach einer Anstiegszeit von ca. einem Jahr, wurden rund 100.000 MWh Strom zum Einsatz der 4 elektrogetriebenen Verdichterflotte von Mitte 2020 bis Mitte 2021 verbraucht, wodurch nicht weniger als 20% der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zur kontrafaktischen Situation vermieden wurden.

*Weitere Elektrifizierung des Verdichterparks:* TAG GmbH, auch im Einklang mit der Betriebsdauer seiner 16 verbleibenden gasgetriebenen Verdichterflotte, sieht die Möglichkeit vor, die technologische Umstellung für die nächste Zukunft fortzusetzen und das maximale Potenzial elektrogetriebener Kompressoren in Bezug auf Emissionsreduzierung, Betriebsflexibilität und wirtschaftliche Optimierung auszuschöpfen, insbesondere in Anbetracht der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise.

**Effizienz:** TAG GmbH entwickelt Optimierungstools weiter, welche in Abhängigkeit von den Brennstoffmengen, den variablen Kosten und den CO<sub>2</sub>-Auswirkungen den Einsatz seiner Verdichter unterstützen könnten.

**Grüne Energiebeschaffung:** TAG GmbH strebt eine Erhöhung des zertifizierten Anteils an erneuerbaren Energien bei der Strombeschaffung von Jahr zu Jahr innerhalb der nächsten 5 Jahre an, vorbehaltlich der Unterstützung der zuständigen Behörden.

**Sonstige dezentralisierte Beiträge:** Langfristig bewertet die TAG GmbH weitere dezentrale Möglichkeiten zur Reduzierung des Energieverbrauchs, zur Verbesserung der Umweltauswirkungen und der Energieeffizienz. Erste Ideen würden sich auf die Ausstattung der Dächer in den Verdichterstationen mit Photovoltaikanlagen stützen, um die eigenen TAG-Anlagen (teils) zu versorgen.

Ein weiteres Verbesserungsfeld ist die Anlagenbeleuchtung. Die derzeit vorhandene muss in absehbarer Zeit ersetzt werden. Die Demontage von Deckenstrahlern und die Installation von LED-Wandleuchten könnten ebenfalls in den Verdichterhallen berücksichtigt werden. Es wird ein Beleuchtungskonzept erstellt. Angeregt durch Energiesparmaßnahmen können Teile der Beleuchtung über Bewegungsmelder gesteuert werden, um den Energieverbrauch zu senken.

#### 5.4.2.2 Innovation und Technologie

**Vertiefte Digitalisierung:** TAG GmbH unterstützt die Kosteneffizienz- und Produktivitätsverbesserungsaktivitäten des Unternehmens und identifiziert die besten Werkzeuge zur Unterstützung der Modellierung, Simulation und Berichterstellung von Betriebs- und Prozessdaten. Diese Philosophie wird derzeit in allen Abteilungen der TAG GmbH angewendet, insbesondere in Bezug auf die kommerziellen, finanziellen, operativen und für das Dispatching relevanten Aktivitäten des FNB.

**Ersatz von Antrieben und Armaturen:** TAG GmbH erarbeitete 2019 seinen technischen Standard für Armaturentriebe und seine Ersatzinvestitionsstrategie auch für dieses Material zusammen mit dem nachfolgenden Ventilsystem neu, basierend auf einem proaktiven Ansatz mit einem hohen Grad an Automatisierung, Digitalisierung, Emissionsminderung und Integration in die Stationssteuerung. Insbesondere sollen die Erneuerung der bestehenden Gashydraulischen auf elektrohydraulische Antriebe in den Kompressorstationen Baumgarten, Grafendorf und Ruden (Projekte TAG [2016/R11](#) und [2017/R04](#)) zu dieser Strategie beitragen.

#### 5.4.2.3 Auf dem Weg zur Wasserstoffgesellschaft

**Allgemeines Umfeld:** Ergänzend zum allgemeinen Beitrag zur Wasserstoffstrategie beteiligt sich die TAG GmbH direkt und indirekt als Fernleitungsnetzbetreiber und als Förderer des erneuerbaren Gasnetzes an verschiedenen Initiativen und Arbeitsgruppen (ENTSOG, ÖVGW, ONE100 usw.), auch in enger Zusammenarbeit mit den benachbarten ÜNB. Die für 20 von 21 vorgesehene Überarbeitung der TEN-E-Richtlinie durch die EU-Kommission wird den Weg für die Erfüllung des „europäischen Bedarfs an moderner, sauberer, sicherer, zukunftssicherer und

intelligenter Energieinfrastruktur für die Umsetzung des Green Deal“ ebnen. Die Verankerung auf nationaler Ebene wird in absehbarer Zeit erfolgen.

*Umwandlung der Infrastruktur:* TAG GmbH leitet mittelfristig technische Folgenabschätzungen zur Kompatibilität ihres Netzes mit unterschiedlicher H<sub>2</sub>-Toleranz ein. Ein H<sub>2</sub>-Schwellenwert von 10%, wie auch normativ bei der ÖVGW durch die G B210 Norm verankert, sollte auf FNB-Ebene mit nur geringen Investitionen erreichbar sein. Weitere Analysen müssen die für eine erweiterte H<sub>2</sub>-Tauglichkeit erforderliche Umwandlung der Ausrüstung sowie die anschließende Kostenschätzung im Einklang mit der Einführung von Richtlinien und rechtlichen Rahmenbedingungen für die Wasserstoffkompatibilität und -Einsatz aufzeigen.

*Marktentwicklung:* Parallel zu den technischen Bewertungen werden Markteinschätzungen vom Angebotspotenzial zur Nachfrage in einer grenzüberschreitenden und langfristigen europäischen Dimension regelmäßig vorgenommen, auch in enger Kooperation mit allen anderen europäischen FNB und innerhalb der ENTSOG und deren Beiträge zu den Gas Coordination Group, zu den Europäischen 10-jährigen Netzentwicklungsplan, zu den regionalen CEE und SC Gruppen und zu den Winter- und Sommersversorgungsberichten. Die langfristige Integration von Wasserstoff und anderen nachhaltigen, biologischen und synthetischen Gasen, der Energietransition unterstützend, gewinnen an Bedeutung und sind integrierte Bestandteile der FNB-Rolle.

*Wasserstoff einführen:* Die Gas-Fernleitungsnetzbetreiber betrachten sich als natürliche potenzielle Investoren und Marktteilnehmer bei der Bereitstellung von Umwandlungslösungen für die Einspeisung von Wasserstoff in die Netze in großem Maßstab, wobei ihre inhärente Verbindungsrolle zwischen der Produktion, der Beschaffung, der Speicherung und der Verteilung nachhaltiger Gase aufrechterhalten wird. Es bleibt noch viel zu tun, angefangen mit der Definition eines geeigneten rechtlichen und regulatorischen Rahmens auf europäischer und österreichischer Ebene bis hin zur Förderung des notwendigen FuE- und innovativen Investitionsklimas, das erforderlich ist, um die Marktentwicklung, den technologischen Einsatz und die Definition der Marktzugangsregeln auszulösen. TAG GmbH führt derzeit Potenzialanalyse zur Anpassung und Umrüstung seines Erdgastransportsystems zum Zweck der Zulässigkeit von Wasserstoff als Mischgas oder in purer Form in den nächsten 20-30 Jahren.

#### 5.4.2.4 LNG Umwandlung

*LNG im Schwerlastmobilität Sektor:* LNG<sup>13</sup>-Mobilität ist eine Wachstumstechnologie für Transportfahrzeuge, die vor allem für die Lkw-Marktsegmentierung (LNG-Tankstelle für schwere Lastkraftwagen) und für See- oder Flussschiffen (so genannte LNG-Bunker) eingesetzt wird. Zu diesem Zweck können Erd- oder Biogas durch eine sogenannte kleine Gasverflüssigungsanlage (Small-Scale LNG Plant) verflüssigt werden, um regional flüssiges Erdgas bereitzustellen, wo bedeutende LNG-Terminals zu weit weg sind, um eine wirtschaftliche Liefersoption abbilden zu können.

---

<sup>13</sup> LNG: Liquefied Natural Gas, verflüssigtes Gas

Der Mobilitätssektor ist einer der vielversprechendsten Sektoren für die Dekarbonisierung. LNG führt zu einer substanziellen Emissionsreduzierung in Bezug auf CO<sub>2</sub> (bis zu 15-25% weniger), SO<sub>x</sub> (bis zu 100% weniger), NO<sub>x</sub> (bis zu 80% weniger) und Emissionsteilchen (bis zu 99 % weniger). Weitere sozioökonomische Vorteile liegen in den wirtschaftlichen Vorteilen von LNG gegenüber Diesel oder in der Reduzierung der Lärmbelastung.

Als potenzielles neues Geschäft prüft TAG GmbH aktuell die Machbarkeit einer kleinen LNG-Verflüssigungsanlage, welche direkt in Anbindung zum TAG-Fernleitungssystem aufgebaut werden könnte. Die Machbarkeitsstudie konzentriert sich neben technologischen und technischen Fragen insbesondere auf potenzielle Standorte, den LNG-Markt mit seinen Mechanismen, Teilnehmern und seinem Marktvolumen, die allerersten Kostenschätzungen und schließlich den damit verbundenen Geschäftsmodellen. Die Anlagenkapazitäten werden von 9.000 bis 50.000 t/Jahr bewertet. Um ein umfassendes Bild zu gewährleisten, werden die Geschäftsszenarien, die geltenden Gesetze und Vorschriften sowie die damit verbundene Geschäftspositionierung inklusive der erforderlichen Kompetenzen und Ressourcen untersucht.

#### 5.4.2.5 Abwärmenutzung

*Diversifizierung von Abwärmenutzung:* Seit 2012 betreibt TAG GmbH eine Abwärmerückgewinnungsanlage zur Stromerzeugung, welche die Abwärme des Gastransportprozesses nutzt. Eine Anpassung oder diversifizierte Nutzung, um erzeugte Wärme direkt in den regionalen Wärmenetzen zu bringen, könnte der nächste Schritt sein, um die Effizienz und den sozio-ökonomischen Nutzen in den betroffenen Großräumen zu steigern und das Lieferportfolio für die Nutzung und das Recycling von Abwärme zu diversifizieren.

### 5.4.3 Einreichung von neuen oder aktualisierten Projekten und Fortführung bestehender

#### 5.4.3.1 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf [[TAG 2016/01](#)]

*FZK-Aufgewertete Kapazität und Versorgungssicherheit als Ausgangsbasis:* Das Projekt erfüllt die Verpflichtung aus dem Bescheid V KNEP G 01/15 vom 27. Oktober 2015, von ECA für den KNEP 2016-2025 erlassen. Gemeinsam mit den Projekten [GCA 2015/08](#), GCA 2015/10 (fertiggestellt) und TAG 2016/02 (fertiggestellt) wird das Projekt neue und nicht in Konkurrenz stehende frei zuordenbare Kapazität an den Einspeisepunkten Arnoldstein und Murfeld schaffen. Das Projekt ist auch komplementär mit dem [GCA 2020/02](#), [GCA 2020/03](#), [GCA 2020/04](#) Projekt.

*Kapazitäten am Einspeisepunkt Arnoldstein und Murfeld:* Das Projekt sieht die Möglichkeit vor, den Fluss in der CS Weitendorf und CS Eggendorf automatisiert umzukehren, um den Transport der bestehenden Einspeisekapazität in Arnoldstein und der geplanten neuen Kapazität in Murfeld Richtung Baumgarten bei gleichzeitiger Erfüllung aller vertraglichen Verpflichtungen an den inländischen Ausspeisepunkten zu erlauben.

Das Projekt "[TAG 2016/01](#) TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf" sieht die Modifikationen der Rohrleitungen und der Stationssteuerungen in CS Weitendorf und CS Eggendorf vor und ermöglicht den physikalischen Transport von mindestens 17.904.000 kWh/h (1.600.000 Nm<sup>3</sup>/h,

0°C). Die Menge setzt sich aus mindestens 11.190.000 kWh/h (1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C) am Einspeisepunkt Arnoldstein und 6.714.000 kWh/h (600.000 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C) am Einspeisepunkt Murfeld zusammen. Durch das Projekt wird auch die aus heutiger Sicht unwahrscheinliche physikalische Fahrweise vom Einspeisepunkt Murfeld in Richtung Italien über die SOL- und TAG-Systeme ermöglicht.

*Koordination mit benachbarten FNB:* Die Abstimmungen auf operativer Ebene haben weitestgehend seit 2016 zwischen TAG GmbH und GCA stattgefunden. Der Koordinierungsprozess für die detaillierte Projektplanung wurde von TAG GmbH und GCA, basierend auf den im Kapazitätsszenario identifizierten zusätzlichen technischen Kapazitäten fortgeführt.

*Konzepte zur Kapazitätsallokation:* Das Projekt in Kombination mit den Projekten GCA 2015/10 (umgesetzt) und TAG 2016/02 (umgesetzt) wird die Aufwertung von bestehenden DZK Kapazität in FZK Kapazitäten am Einspeisepunkt Arnoldstein ermöglichen und einen wichtigen Meilenstein für einen kompletten kommerziellen Reverse Flow des TAG Systems sein. Die relevante Kapazität am Einspeisepunkt Arnoldstein werden in aufgewerteter frei zuordenbarer Qualität voraussichtlich in 1. Semester 2020 vermarktet, nach Fertigabstimmung und Umsetzung der dafür erarbeiteten Vermarktungskonzepte.

*Europäische Einbindung erfolgt:* Dieses Projekt ist seit 28.04.2017 offiziell Teil des aktuellen Ten-Year Network Development Plan (TRA-N-954) und wird auch im TYNDP 2020 weitergeführt. Durch das Projekt [TAG 2016/01](#) wird gemeinsam mit den Projekten TAG 2016/02 und GCA 2016/E2, und [GCA 2020/02](#), [GCA 2020/03](#), [GCA 2020/04](#) wird die Erhöhung der lokalen Versorgungssicherheit durch die Diversifizierung der Versorgungsrouten und -quellen sowie durch einen verstärkten Zugang aus Italien angestrebt. Das Projekt unterstützt den Nord-Süd-Ost Korridor, indem weitere physikalische Transportmöglichkeiten in Reverse Flow in den Süd-Nord- und Süd-Ost-Richtungen angeboten werden, und ist daher für das österreichische Marktgebiet von Interesse.

*Genehmigung bereits im KNEP 2017–2026, Monitoring und Änderungen:* Im KNEP 2017 – 2026 wurde das Projekt [TAG 2016/01](#) bereits genehmigt. Das erste Vorhaben des Projekts betreffend der Ermöglichung der Vermarktung von mindestens 11.190.000 kWh/h (1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C) am Einspeisepunkt Arnoldstein ist beinahe umgesetzt. Das zweite Vorhaben betrifft die Ermöglichung von bis zu 6.714.000 kWh/h (600.000 Nm<sup>3</sup>/h, 0°C) frei zuordenbaren Kapazitäten am Einspeisepunkt Murfeld, in Komplementarität der Projekte [GCA 2015/08](#), [GCA 2020/02](#), [GCA 2020/03](#) und [GCA 2020/04](#) vorbehaltlich positiver Wirtschaftlichkeitsprüfung gemäß Artikel 22 des NC CAM. Aus diesem Grund wird das Projekt 2016/01 als Planungsprojekt mit einem relativen Umsetzungszeitraum von 4,5 Jahren ab positiver Wirtschaftlichkeitsprüfung neu eingereicht.

#### 5.4.3.2 TAG Baumgarten interconnection capacity (CZATi) [[TAG 2016/05](#)]

*Unverbindlicher Bedarf bei GCA und innerösterreichische Verschaltungskapazität als Ausgangsbasis:* Das Projekt [TAG 2016/05](#), als Komplementärprojekt des Projekts [GCA 2015/01a](#), [GCA 2020/01](#) wird basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am geplanten Ein-/Auspeisepunkt

Reintal zwischen dem österreichischen GCA-System und dem tschechischen N4G-System (siehe Kapitel 5.3.2) zusätzliche Verschaltungskapazität in Baumgarten schaffen. Das Projekt gewährleistet die Modifikation der Station TAG Baumgarten, um einen erhöhten Gasfluss in das TAG-System zu ermöglichen und den Zugang zum VHP zu gewährleisten. Das Projekt ist erforderlich, um die technische Verschaltungskapazität zwischen den Transitsystemen von TAG GmbH und GCA innerhalb der Station Baumgarten zu erhöhen und um weiters die Versorgungssicherheit des österreichischen und tschechischen Marktes zu verbessern. Die Erhöhung von Verbindungskapazitäten führt zu verbesserter Liquidität der europäischen Märkte sowie einer Erhöhung der österreichischen und europäischen Versorgungssicherheit durch die Ertüchtigung alternativer Transportstrecken für alternative Gasversorgungsquellen.

*Zusätzliche Kapazitäten am Aus-/Einspeisepunkt Reintal:* Das [TAG 2016/05](#) Projekt selbst gewährleistet nicht die Schaffung von neuen Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten, aber es schafft die Bedingungen für einen garantierten Zugang zum VHP, was wiederum zusätzliche FZK Kapazität an den Ein- und Ausspeisepunkten des österreichischen Marktgebiet Ost ermöglicht. Im Rahmen des NEP der GCA wurden unverbindliche zusätzliche bidirektionale Kapazitätsbedarfe in der Höhe von maximal 8.392.500 kWh/h bzw. 750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) am Ein-/Ausspeisepunkt Reintal gemeldet.

*Konzepte zur Kapazitätsallokation:* Da die zusätzliche Verbindungskapazität nicht die Höhe der Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten des TAG-Systems beeinflusst, wird keine Kapazitätsallokation seitens der TAG GmbH durchgeführt.

*Koordination mit benachbarten FNB:* Der Koordinierungsprozess für die detaillierte Projektplanung wurde von TAG GmbH und GCA fortgeführt. Basierend auf der Koordination zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern TAG GmbH und GCA und der Abhängigkeit des Projekts [TAG 2016/05](#) mit dem Komplementärprojekt [GCA 2015/01a](#) und [GCA 2020/01](#), wird die voraussichtliche geplante Fertigstellung des Planungsprojekts [TAG 2016/05](#) auf eine maximale Umsetzungsdauer von 4,5 Jahren geschätzt, beginnend ab 2019 und unter der Voraussetzung der Genehmigung der relevanten Behörden.

*Genehmigung bereits im NEP 2017–2026:* Im KNEP 2017 wurde das Projekt [TAG 2016/05](#) als Planungsprojekt genehmigt. Im KNEP 2018 wurde die Genehmigung des Projekts [TAG 2016/05](#) mitsamt Abänderungen als Umsetzungsprojekt erteilt und überführt dann in die darauffolgenden KNEP. Das Projekt befindet sich aktuell in der Planungsphase.

## 6 Hydrogen Backbone und H2 Landkarte Österreich

### *Hydrogen Backbone und H2 Landkarte Österreich*

Erneuerbare, dekarbonisierte und grüne Gase, insbesondere Wasserstoff und Biomethan sowie nachhaltig erzeugter Strom werden das Rückgrat für die Erreichung der europäischen und nationalen Klimaziele sein. Die Rolle von Wasserstoff ist dabei weithin anerkannt, ebenso wie die Notwendigkeit eines Wasserstofftransports über Pipelines. Speziell in schwer zu dekarbonisierenden Bereichen, wie der Industrie oder Mobilität wird Wasserstoff eine zentrale Rolle zu kommen. Die Ausbaugeschwindigkeit einer dezidierten Wasserstoffinfrastruktur sowie eine eventuelle Beimischung in das bestehende Gasnetz als auch Entmischung aus dem bestehenden Gasnetz hängen dabei sowohl von den Marktbedingungen als auch von der politischen Unterstützung zur Förderung der Wasserstoffproduktion und -nachfrage und den regulatorischen Rahmenbedingungen für den Wasserstofftransport ab. Im Projekt European Hydrogen Backbone (kurz EHB) wird seitens der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, und somit auch Gas Connect Austria und TAG GmbH, der zukünftige Ausbau der Wasserstoffinfrastruktur modelliert.

Laut EHB erhält Erdgas auch in den 2020er und 2030er Jahren seine vorherrschende Rolle aufrecht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Hierzu besteht bereits ab 2025-2030 Potenzial für den Transport des Energieträgers Wasserstoff in den europäischen Gasinfrastrukturen. Wasserstoff - gleichzeitig oder zusätzlich - wird im Laufe der Zeit zu einem wettbewerbsfähigen Rohstoff und Energieträger mit einer Schlüsselrolle im zukünftigen Energiesystem. Ein Ausblick in die Zukunft könnte sich wie folgt gestalten:

*Schon bis Anfang 2030* könnten kleinere Wasserstoff-Hubs in EU-Mitgliedsstaaten mit Zugang zu LNG Terminals oder mit Importkapazitäten aus Afrika und der Nordsee entstehen.

*Zwischen 2030 und 2035* wird der europäische Wasserstoff-Backbone weiterwachsen, mehr Regionen abdecken und neue Verbindungen zwischen den Mitgliedstaaten entwickeln, wie in Abbildung 57 dargestellt. Pipeline-Transporte werden unentbehrlich sein, u. a. um Regionen mit großem Photovoltaik- und Windpotenzial mit Energiebedarfszentren, einschließlich Gebieten, die für die Stromübertragungsinfrastruktur unerreichbar sind, zu verbinden. Wasserstoff ergänzt als Energiespeicher dabei nicht nur das Stromnetz, sondern wird auch in anderen Sektoren, einschließlich des Schwerverkehrs, zu einem bedeutenden Energieträger.

*Ab 2035* können in vielen Teilen Europas Gaspipelines kostengünstig zu Wasserstoffpipelines umfunktioniert werden. In der Ostsee könnte der Offshore-Windeinsatz in den 2030er Jahren bereits einen erheblichen Anteil seines Potenzials von 93 GW erreichen, was einen Bedarf an grünem Wasserstoff zur Integration und Speicherung der großen Mengen an intermittierender Windenergie schaffen wird. Durch die Verbindung der baltischen Energiemärkte mit dem Rest Europas könnte Wasserstoff nach Mittel- und Osteuropa exportiert werden. Der Ostseeraum und die dort verorteten Offshore-Windanlagen spielen auch in der deutschen Wasserstoffstrategie eine wichtige Rolle. Mögliche Importe nach Deutschland werden durch umfunktionierte Pipeline-Verbindungen von Afrika über Italien und Österreich nach Deutschland sowie über

umfunktionierte Verbindungen von der Ukraine über die Slowakei und Österreich nach Deutschland fließen. Zentral-Europa, insbesondere Österreich/Tschechien bzw. Slowakei könnten zu einem wichtigen Wasserstoff-Hub werden, da Wasserstoff aus dem Süden und Osten durch das Land fließen könnte.

Dabei geht es im ersten Schritt um das CO<sub>2</sub>-Reduktionspotenzial durch Substitution von bereits bestehenden Wasserstoffanwendungen auf fossiler Basis, sowie zukünftige neue Wasserstoffanwendungen bzw. Prozessumstellungen bis hin zur Raumwärme, verbunden mit entsprechendem Upscaling und geänderter Energie- und Rohstoffbewirtschaftung.

*Bis 2040* kann eine paneuropäische dedizierte Wasserstofftransportinfrastruktur mit einer Gesamtlänge von rund 39.700 Kilometern angestrebt werden, die zu 69 % aus umfunktionierten bestehenden Infrastrukturen und zu 31 % aus neuen Wasserstoffpipelines besteht. In Österreich stünde eine alternative Route zum Transport von Wasserstoff von Ost nach West oder umgekehrt zur Verfügung. Die zusätzlichen Möglichkeiten würden zur Dekarbonisierung der Industrie in Österreich beitragen und das ehrgeizige Ziel der österreichischen Regierung für die CO<sub>2</sub>-Neutralität bis 2040 erreichen.

Die für Österreich im EHB simulierten Routen inkl. Umwidmungen und Neubauten ähneln stark jenen im Projekt Wasserstofflandkarte, das in Kooperation zwischen GCA, TAG GmbH und AGGM entwickelt wurde und basierend auf dem bestehenden Fernleitungsnetz eine Vision für ein mögliches dediziertes Wasserstofffernleitungsnetz darstellt. Auch im österreichischen Projekt wird stark davon ausgegangen, dass über die TAG eine Verbindungsrouten zwischen Italien und Ost/Mitteleuropa geschaffen wird. Für eine Verbindung nach Deutschland müssen Streckenteile neu verlegt werden.

Grundgedanke bei der Entwicklung der Vision eines Wasserstoffleitungsnetzes ist es, eine möglichst kostengünstige Wasserstoffleitungsinfrastruktur aufzubauen und parallel eine bestehende Methaninfrastruktur weiter zu betreiben. Dafür wird das bestehende Gasnetz auf die Wasserstoffverträglichkeit mit Hilfe von Vergleichsdaten untersucht und eruiert, welche Leitungen grundsätzlich für einen Transport von Wasserstoff geeignet sind. In einer ersten Abschätzung wurden 2 Kategorien gebildet.

- a) Leitungen, die aus dem Methanetz herausgetrennt werden und mit einem relativ geringen Aufwand zu Wasserstoffleitungen umgerüstet werden können, wie z.B. die Umwidmung einer von den drei Leitungen des TAG-Systems. Eine parallel verlaufende Methanleitung ist weiterhin gegeben. Diese Leitungen sind in Abbildung 57
- b) Erforderliche Lückenschlüsse für ein dezidiertes Wasserstoffnetz. Diese Leitungen sind in der Abbildung 57 mit einer unterbrochenen blauen Linie eingezeichnet.

Von insgesamt ca. 700 Kilometer Leitungslänge wären für nur etwa ein Viertel davon Investitionen in neue Leitungen erforderlich, um den für die Ermöglichung grenzüberschreitender Transporte von Wasserstoff notwendigen Lückenschluss zu verwirklichen.

Da es sich sowohl im EHB als auch bei der Wasserstofflandkarte um einen ersten für Österreich noch in Entwicklung befindlichen Projektierung handelt, wird von AGGM, in Zusammenarbeit mit GCA, TAG und den Verteilungsnetzbetreiber (siehe auch LFP) im Projekt H2Readiness das Fernleitungs- und Verteilungsnetze im Detail auf die Wasserstoffverträglichkeit bewertet. Untersuchungsgegenstand des Projektes ist, das bestehende Gasnetz, für den Fall eines sich im Zeitablauf entsprechend ändernden Kapazitätsbedarfs, in separate Netze für CH<sub>4</sub> und H<sub>2</sub> aufzuteilen. Bei der Umrüstung von Gasleitungen zu reinen Wasserstoffleitungen werden Adaptionen erforderlich sein. Diese betreffen vor allem Mess- und Regeleinrichtungen sowie Absperreinrichtungen und Verdichterstationen.

Mit Hilfe der aus dem Projekt gewonnenen Daten, welche unter anderem eine Auswahl von Netzsegmente und -komponenten umfassen, die umgerüstet bzw. erweitert werden müssen, kann eine Kostenabschätzung sowie ein realistischer Zeithorizont getroffen werden.

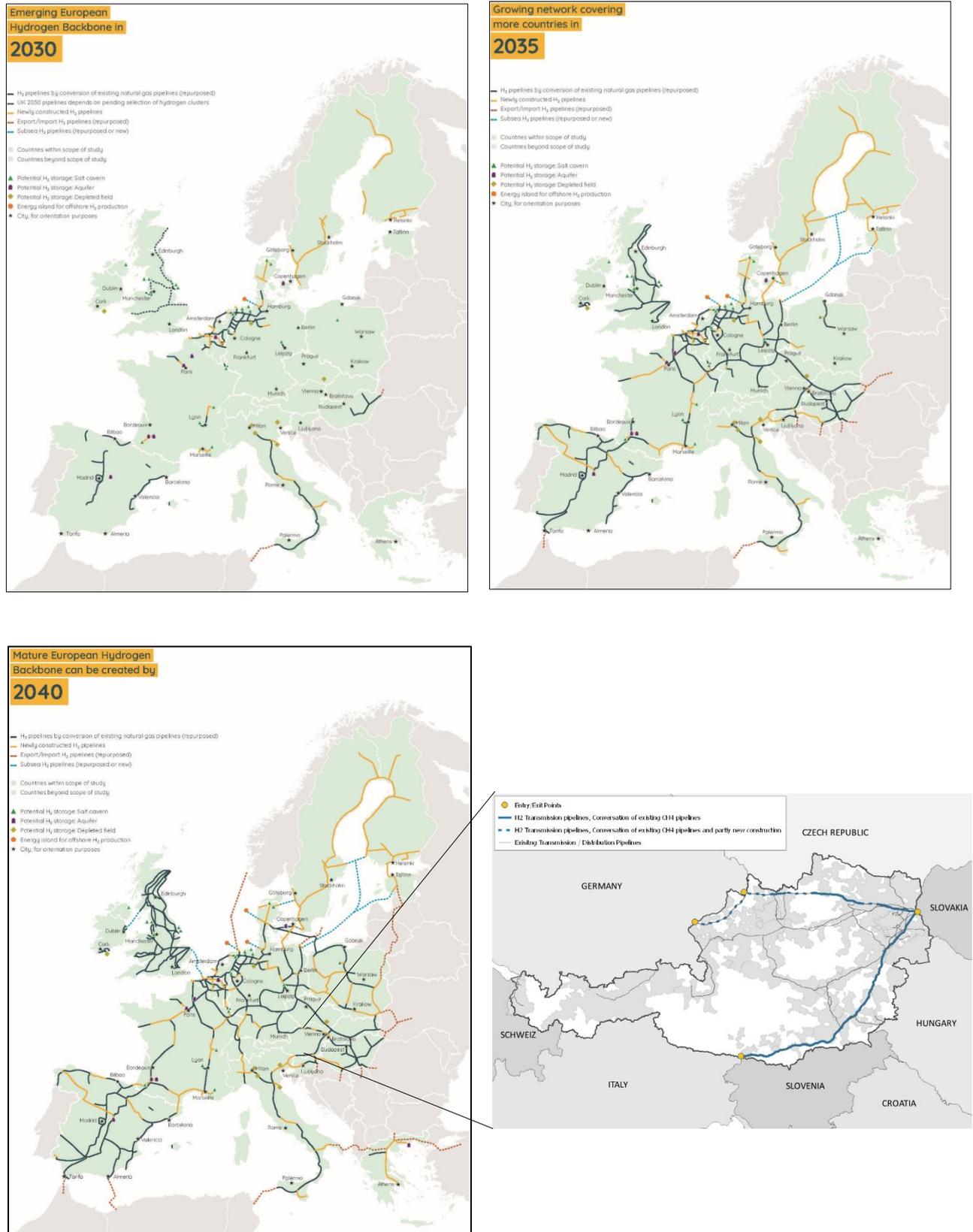


Abbildung 57: Entwicklung des European Hydrogen Backbone 2030 - 2040 inkl. H2 Landkarte Österreich [Quelle: European Hydrogen Backbone; AGGM]

## **7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Marktgebietsmanagers**

Am 08.11.2021 wurde der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2021 den Marktteilnehmern im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) vorgestellt. Der Bericht wurde am 25.10.2021 auf der Website der AGGM veröffentlicht und alle Marktteilnehmer wurden per E-Mail auf die Konsultation hingewiesen. Diese fand im Zeitraum vom 25.10.2021 bis 15.11.2021 statt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber und der Marktgebietsmanager bedanken sich für die erhaltenen Stellungnahmen der Marktteilnehmer.

Es wurden zwei Stellungnahmen zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2021 abgegeben. Diese sind dem Anhang 2 beigelegt.

### **7.1 Stellungnahme der FNB Gas**

Die Fernleitungsnetzbetreiber und AGGM bedanken sich bei FNB Gas für die Stellungnahme.

Wir unterstützen den Ruf der beiderseitigen Förderung des grenzüberschreitenden Wasserstofftransport zwischen Österreich und Deutschland und begrüßen den Wunsch eines stetigen Dialogs über die Entwicklung zum grenzüberschreitenden Wasserstofftransport.

Der Aufbau eines EU- weiten funktionierenden Wasserstoffmarkts erfordert die Möglichkeit Wasserstoff grenzüberschreitend, auch von außerhalb der EU, transportieren und handeln zu können. Dafür braucht es eine EU-weit einheitliche Regelung zu Gasqualitätsstandards, Limits von Wasserstoff im Erdgas sowie anzuerkennenden Herkunfts- und Nachhaltigkeitsnachweisen, auch von außerhalb der EU wie der Ukraine oder Nordafrika.

### **7.2 Stellungnahme der Eustream, a.s.**

Die Fernleitungsnetzbetreiber und AGGM bedanken sich bei Eustream, a.s. für die Stellungnahme.

Im Allgemeinen teilt Gas Connect Austria die darin von Eustream angeführten Beurteilungen nicht und betont seinen Standpunkt, wonach die Maximierung von Kundenzufriedenheit durch bedarfsdeckende Planung von Transportmöglichkeiten die Hauptaufgabe der Netzentwicklungsplanung ist. Über die Sinnhaftigkeit und Zweckmäßigkeit einzelner Projekte soll letztendlich idealerweise der Markt im Zuge der inkrementalen Auktionen entscheiden.

Gemäß der Logik des NC CAM bezüglich unverbindlichen Kapazitätsnachfragen ist es nicht zwingend notwendig im darauffolgenden Abfragezyklus Kapazitätsnachfragen zu erneuern.

Der guten Ordnung halber möchten wir festhalten, dass die Stellungnahme zum Projektvorschlag (Februar 2020) von OMV Downstream und nicht wie angeführt von OMV Refining & Marketing GmbH erfolgte.

Weiters möchten Gas Connect Austria festhalten, das mit Mai 2021 die OMV den Verkauf ihres 51%-Anteils an der Gas Connect Austria an den VERBUND abgeschlossen hat.

## 8 Zusammenfassung

Im Koordinierten Netzentwicklungsplan 2021 wurden die bekannt gegebenen neuen Kapazitätsbedarfe aufgenommen und von den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt, die geeignet sind, um zusätzliche Kapazitätsbedarfe abzudecken. Die Entwicklung der Projekte erfolgte in Kohärenz zu den europäischen Planungsinstrumenten und unter Abstimmung zwischen den in- und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern. Die Bedarfe des Verteilergbietes wurden ebenfalls berücksichtigt.

Informationen über die Errichtung relevanter Projekte zur Deckung der eingemeldeten Kapazitätsbedarfe im Planungszeitraum 2022 - 2031 (Tabelle 10) wurden von den Fernleitungsnetzbetreibern gestellt. Es wurden die Projekte aufgelistet, welche auf Basis von früheren Genehmigungen ohne Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 11 und Tabelle 14). Zusätzlich wurden die Projekte aufgelistet, die auf Basis von früheren Genehmigungen mit Abänderungen weitergeführt werden (Tabelle 12 und Tabelle 15).

Im Rahmen des KNEP 2021 neu eingereichte Projekte sind in Tabelle 13 und Tabelle 16 aufgelistet. Für jedes Projekt wurde ein Umsetzungszeitplan erstellt, der geplante Fertigstellungstermin bzw. die geplante Umsetzungsdauer ist im Projektblatt (Anhang 1) angegeben.

Der KNEP 2021 kommt den Zielen gem. § 63(4) nach: Bereits mit dem derzeitigen Netz kann die Versorgung der Endkunden sichergestellt werden, bei der Projektierung neuer Projekte wurde auf ein hohes Maß an Verfügbarkeit der Leitungskapazität geachtet, die Deckung der Transporterfordernisse wurde sichergestellt und der Infrastrukturstandard gemäß Art.5 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 ist erreicht.

Gas Connect Austria reicht ein neues Projekt für die Bereitstellung neuer Kapazitäten und insgesamt 6 neue Ersatzinvestitionsprojekte ein. Von Trans Austria Gasleitung GmbH werden keine neuen Projekte für die Bereitstellung neuer Kapazitäten und insgesamt 6 neue Ersatzinvestitionsprojekte eingereicht.

## 9 Haftungsausschluss

Der Koordinierte Netzentwicklungsplan 2021 existiert sowohl in einer deutschen als auch in einer englischen Sprachversion; allfällige inhaltliche Unterschiede sind nicht beabsichtigt. Die verbindliche Sprachfassung ist jeweils die deutschsprachige Version. Die englische Übersetzung ist unverbindlich und dient ausschließlich Informationszwecken. Eine Haftung des Marktgebietsmanagers und der Fernleitungsnetzbetreiber für allfällige inhaltliche Abweichungen oder Übersetzungsfehler ist ausgeschlossen.

**Abkürzungsverzeichnis**

ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
AT	Österreich
BG	Bulgarien
CBCA	Cross Border Cost Allocation
CZ	Tschechische Republik
DE	Deutschland
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
ECA	Energie-Control Austria
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators Gas
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
GWG	Gaswirtschaftsgesetz
GWh	Gigawattstunden
GRIP	Gas Regional Investment Plan
HR	Kroatien
HU	Ungarn
IP	Interconnection Point
IT	Italien
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LFP	Langfristige Planung
MAB	March Baumgarten Gasleitung
MGM	Marktgebietsmanager
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
NC CAM	Network Code Capacity Allocation Mechanism
NCG	Net Connect Germany
Nm <sup>3</sup> /h	Normkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C)
PCI	Project of Common Interest
RO	Rumänien
SI	Slowenien
SK	Slowakei
SOL	Süd Ost Leitung
SoS	Security of Supply
TAG GmbH	Trans Austria Gasleitung
TR	Türkei
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UK	Unterbrechbare Kapazität
VGM	Verteilergebietsmanager
VHP	Virtueller Handlungspunkt
VS(CS)	Verdichterstation
WAG	West Austria Gasleitung

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	österreichischer Bruttoinlandsverbrauch und erneuerbarer Anteil 2020	5
Abbildung 2:	Gasbedarf in Österreich 2019 und Gasanteil an Strom- und Fernwärmeproduktion sowie in Haushalten 2018	6
Abbildung 3:	Tägliche Verbrauchsstruktur Gas und Strom 2020	6
Abbildung 4:	Gasverbrauch pro Kopf 2018 im europäischen Vergleich	8
Abbildung 5:	Aufbringung und Verwendung von Gas in Österreich	8
Abbildung 6:	Schematischer Gasfluss 2020, physikalisch	9
Abbildung 7:	Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im Marktgebiet Ost in MWh/h	12
Abbildung 8:	Vergleich Speicherkapazität – Inlandsverbrauch in Europa im Jahr 2020	13
Abbildung 9:	Erdgas- und Biogasproduktion (Netzeinspeisung) 2020 in Österreich	14
Abbildung 10:	Österreichs Strom- und Gasbedarfe 2040 in TWh	19
Abbildung 11:	Qualifizierte Projekte gem. EU-Kommission	23
Abbildung 12:	EU Wasserstoff Roadmap 2020 – 2030	23
Abbildung 13:	TYNDP 2020 Szenarios and Storylines	27
Abbildung 14:	TYNDP Szenariendaten für Österreich	28
Abbildung 15:	EU-Jahresverbrauch Strom (oben) und Gas (unten) nach Szenario	29
Abbildung 16:	Gasimporte je Szenario und Jahr	29
Abbildung 17:	Produktion von erneuerbaren Gasen nach Szenario und Jahr	30
Abbildung 18:	Installierte Kapazitäten für Wind und Solar	30
Abbildung 19:	TYNDP 2022 Final Storyline Report	31
Abbildung 20:	TYNDP 2022 Scenario Final Storyline Report & TYNDP 2020 Scenario Report	32
Abbildung 21:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost	35
Abbildung 22:	Das österreichische Übertragungsnetz	36
Abbildung 23:	Versorgungsrouten im österreichischen Umfeld	38
Abbildung 24:	Überblick der Regionen für die Grüngasvariante	42
Abbildung 25:	Entwicklung der Gasversorgung von 2019 bis 2040 für das Szenario NT Italien (Mrd. m <sup>3</sup> )	47
Abbildung 26:	TAG GmbH - Einspeisepunkt Baumgarten TAG	51
Abbildung 27:	Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten GCA	51
Abbildung 28:	Gas Connect Austria - Einspeisepunkt Baumgarten WAG	52
Abbildung 29:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Baumgarten WAG	52
Abbildung 30:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Mosonmagyaróvár	52
Abbildung 31:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Murfeld	53
Abbildung 32:	TAG GmbH – Einspeisepunkt Arnoldstein	53
Abbildung 33:	TAG GmbH – Ausspeisepunkt Arnoldstein	53
Abbildung 34:	Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Oberkappel	54
Abbildung 35:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Oberkappel	54
Abbildung 36:	Gas Connect Austria – Einspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL	54
Abbildung 37:	Gas Connect Austria – Ausspeisepunkt Überackern ABG/SUDAL	55
Abbildung 38:	Kapazitätsszenario	56
Abbildung 39:	Entry Baumgarten GCA, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022– 2031	57
Abbildung 40:	Entry Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	57
Abbildung 41:	Exit Baumgarten WAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	58
Abbildung 42:	Entry Baumgarten TAG, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	58
Abbildung 43:	Entry Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	59
Abbildung 44:	Exit Mosonmagyaróvár, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	59
Abbildung 45:	Entry Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	60
Abbildung 46:	Exit Murfeld, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	60
Abbildung 47:	Entry Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	60
Abbildung 48:	Exit Arnoldstein, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031	61

Abbildung 49:	Entry Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031 _____	61
Abbildung 50:	Exit Überackern ABG und SUDAL, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031 _____	61
Abbildung 51:	Entry Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031 _____	62
Abbildung 52:	Exit Oberkappel, gebuchte Kapazitäten und Kapazitätsbedarfe 2022 – 2031 _____	62
Abbildung 53:	Projektkategorien _____	64
Abbildung 54:	GCA 2015/01a Bidirectional Austrian-Czech Interconnector _____	72
Abbildung 55:	GCA 2020/01 Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) _____	73
Abbildung 56:	GCA 2021/01 Entry Mosonmagyaróvár Minimum CS _____	74
Abbildung 57:	Entwicklung des European Hydrogen Backbone 2030 - 2040 inkl. H2 Landkarte Österreich [Quelle: European Hydrogen Backbone; AGGM] _____	88

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Speicherdaten Österreich _____	13
Tabelle 2:	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938 _____	15
Tabelle 3:	TYNDP 2020 Projekte Fokus Österreich _____	26
Tabelle 4:	PCI Projekte in Österreich _____	33
Tabelle 5:	Maßnahmen Netzentwicklungsplan Strom 2021 _____	37
Tabelle 6:	Enthaltene Projekte im Proposal zum ungarischen Netzentwicklungsplan 2020 _____	44
Tabelle 7:	Prognosen zur Nachfrage nach Erdgas und grünem Gas in Italien _____	48
Tabelle 8:	Umgesetzte Projekte aus dem KNEP 2020 _____	50
Tabelle 9:	Kapazitätsbedarfe des Kapazitätsszenarios 2021 _____	56
Tabelle 10:	Eingemeldete Kapazitätsbedarfe und Projekte zur Bereitstellung der Kapazitäten _____	63
Tabelle 11:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen _____	67
Tabelle 12:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen _____	67
Tabelle 13:	Projekte für zusätzliche Kapazitäten - Neue Projekte _____	67
Tabelle 14:	Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderungen _____	68
Tabelle 15:	Ersatzinvestitionsprojekte - Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderungen _____	69
Tabelle 16:	Ersatzinvestitionsprojekte - Neue Projekte _____	69



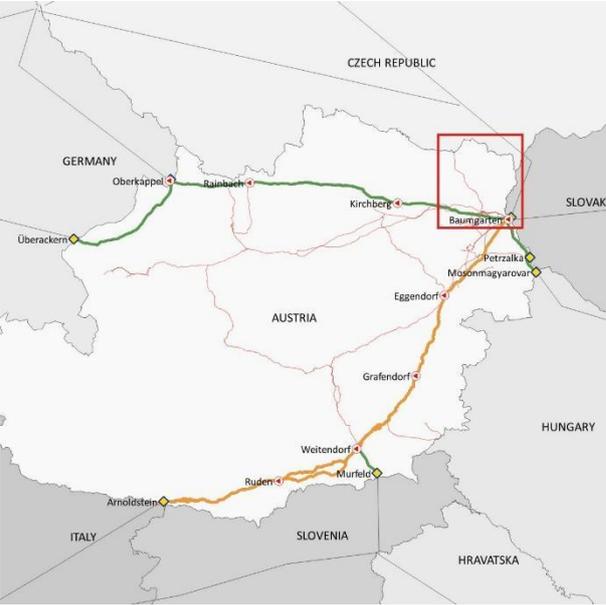
## **Anhang 1:**



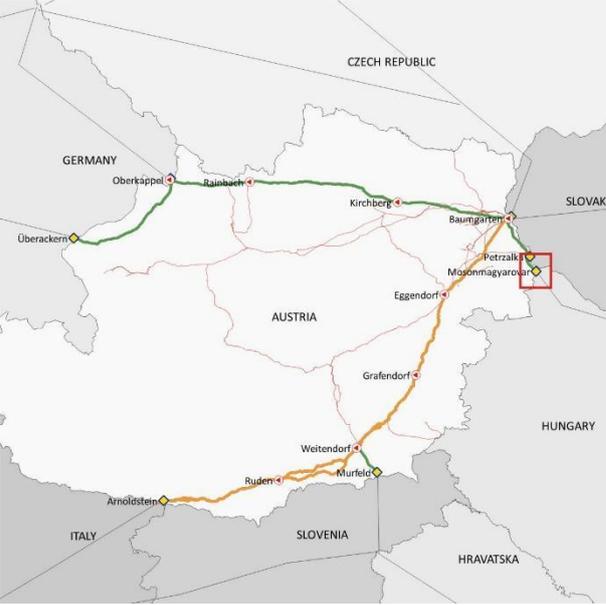
## Projekte für zusätzliche Kapazitäten

Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2020 *)
GCA	<a href="#">2015/01a</a>	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 750	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2015/04</a>	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	1,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2015/08</a>	Entry Murfeld	4,5		Abänderung
GCA	<a href="#">2020/01</a>	Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 210	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2020/02</a>	Entry Murfeld - 160	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2020/03</a>	Entry Murfeld - 284	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2020/04</a>	Entry Murfeld - 119	4,5		Fortführung
GCA	<a href="#">2021/01</a>	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum CS	4,5		Neu
TAG	<a href="#">2016/01</a>	TAG Reverse Flow Weitendorf / Eggendorf	4,5		Fortführung
TAG	<a href="#">2016/05</a>	TAG Baumgarten interconnection capacity (CZATi)	4,5		Fortführung
*)		Fortführung	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung		
		Abänderung	Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung		
		Neu	Neue Projekte		

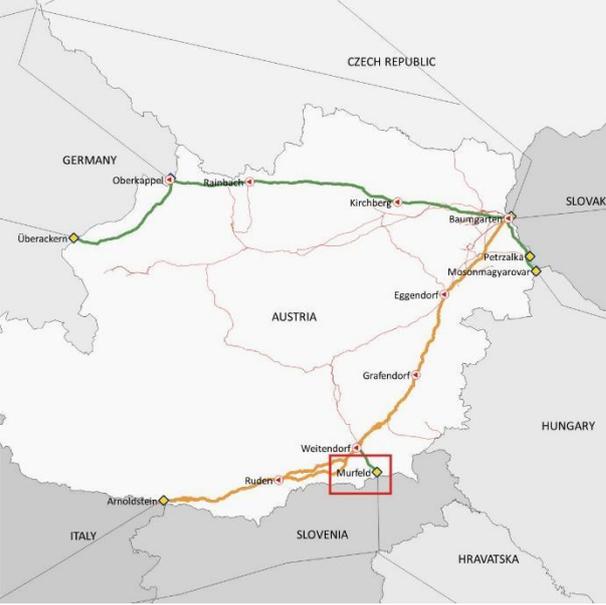


<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2015/01a Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 750</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2015/01a		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	6	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projekts ist es, erstmals technische bidirektionale Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Neue ÜMS – Baumgarten (2x)</li> <li>- Neue VS Baumgarten</li> <li>- Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal (wasserstofftauglich geplant)</li> <li>- Neue ÜMS Reintal</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		

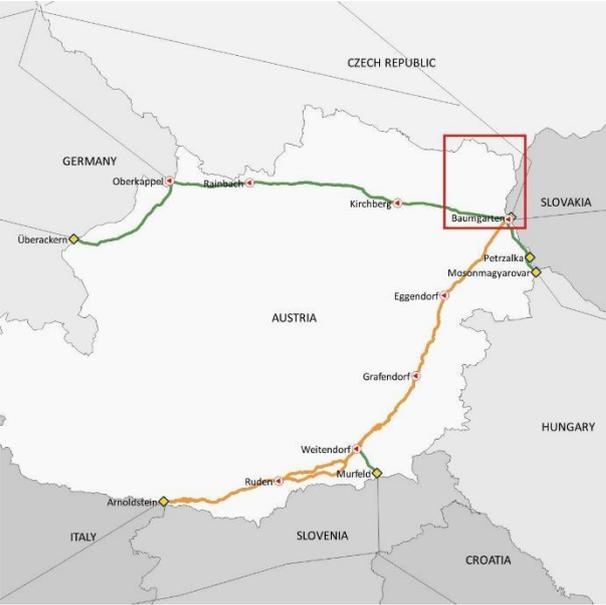
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt <a href="#">TAG 2016/05</a> TAG Baumgarten interconnection capacity (CZATi).</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen: Einspeisepunkt Reintal 750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0° C) Ausspeisepunkt Reintal 750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0° C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 175.403.843 € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> TRA-N-021</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine KNEP 2020: Keine KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2015/04 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2015/04		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	09.12.2021
<b>Projektart:</b>	Planungsprojekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	1,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu generieren.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Modifikation HAG MS: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung</li> <li>- Erweiterung im Knoten Baumgarten</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt untersucht, um den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht sowie die Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen erreicht.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		

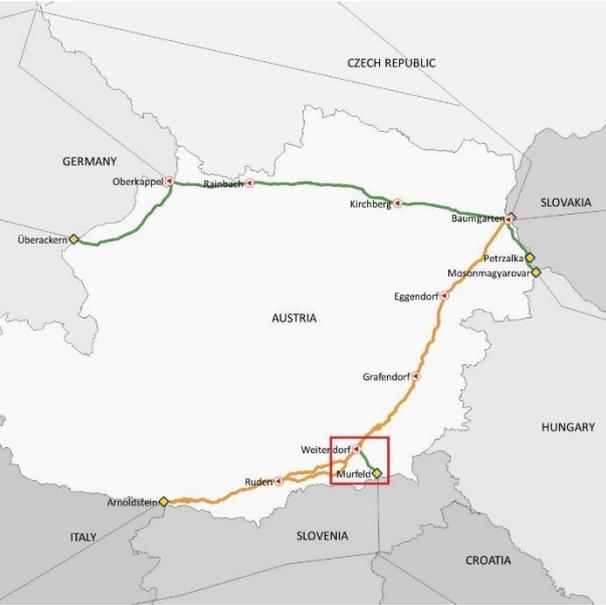
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein		
<b>Technische Daten:</b> Auf Basis folgender Kapazitäten wurden die entsprechenden projektspezifischen Analysen durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár iHv 120.000 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)		
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 3.550.900 € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projekts hängt von einer Druckunterstützung durch den vorgelagerten FNB am Einspeisepunkt zur Darstellung der o.a. FZK ab.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> Identify & Assess		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine KNEP 2020: Keine KNEP 2021: Keine		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2015: Genehmigt als Planungsprojekt KNEP 2016: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung als Planungsprojekt ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2015/08 Entry Murfeld</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2015/08		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist es, die technische Kapazität auf FZK Basis am Einspeisepunkt Murfeld zu erhöhen und erstmals FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Erweiterung MS Weitendorf und Murfeld: Filterseparator, Messstrecken, Regelung, Verrohrung</li> <li>- Neue VS Murfeld</li> <li>- Loop der SOL auf gesamter Länge</li> <li>- Loop der grenzquerenden Leitung Murfeld – Cersak</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Das Projekt dient dazu, den zusätzlichen angemeldeten Bedarf am Einspeisepunkt Murfeld zu decken.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) sind gemäß angepassten Projektziel angepasst.		

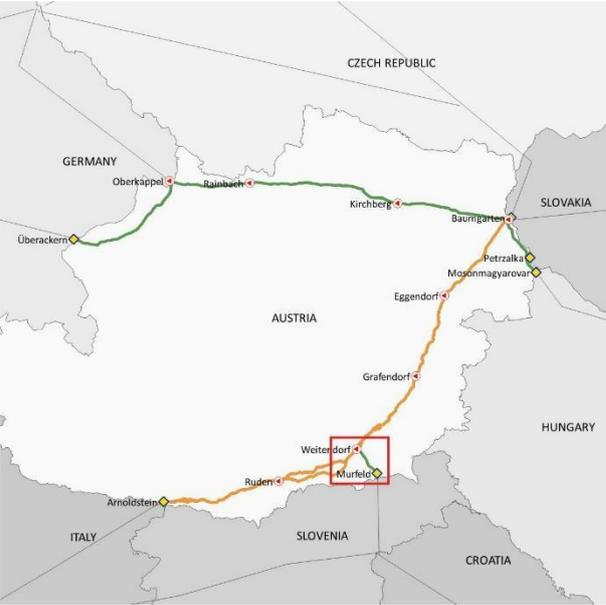
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt <a href="#">TAG 2016/01</a>: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 620.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 118.244.340 € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Murfeld zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> TRA-N-361</p>	<p><b>PCI-Status:</b> 6.26.4</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Keine KNEP 2020: Keine KNEP 2021: Wegfall der Ausspeisekapazität</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2015: Genehmigt als Projekt KNEP 2016: Zurückgezogen und ersetzt durch Projekt GCA 2016/03 KNEP 2017: Genehmigt als Projekt im Umfang der Änderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung mit Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2020/01 Czech-Austrian-Interconnector (CZATi) - 210</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/01		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projekts ist es, erstmals technische bidirektionale Kapazität auf FZK Basis und den Ein- bzw. Ausspeisepunkt Reintal zwischen dem österreichischen Marktgebiet und dem tschechischen Markt zu schaffen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Neue ÜMS – Baumgarten (2x)</li> <li>- Neue VS Baumgarten</li> <li>- Fernleitungsanbindung zwischen Baumgarten und Reintal (wasserstofftauglich geplant)</li> <li>- Neue ÜMS Reintal</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2020 von Gas Connect Austria aufrecht.		

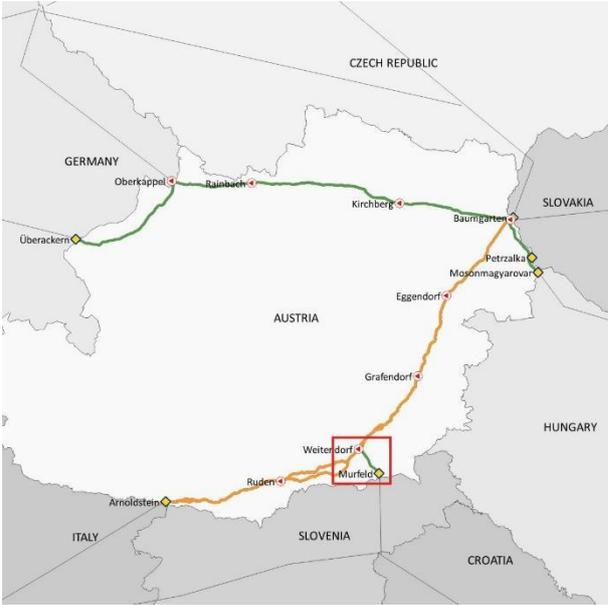
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b>                  Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt <a href="#">TAG 2016/05</a> TAG Baumgarten interconnection capacity (CZATi).</p>		
<p><b>Technische Daten:</b>                  Folgende neue frei zuordenbare Kapazitäten (FZK) sollen ab Fertigstellung des Projektes den Netzbenutzern zur Verfügung stehen:                  Einspeisepunkt Reintal 210.000 Nm<sup>3</sup>/h (0° C)                  Ausspeisepunkt Reintal 210.000 Nm<sup>3</sup>/h (0° C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  Geplante Investitionskosten 93.271.694 € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2020: Einreichung zwecks Genehmigung                  KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2020/02 Entry Murfeld - 160</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/02		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf</li> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf</li> <li>- Neue Verdichterstation Murfeld</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Das Projekt dient dazu, das Projekt <a href="#">GCA 2015/08</a> Entry Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	-Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2020 von Gas Connect Austria aufrecht.		

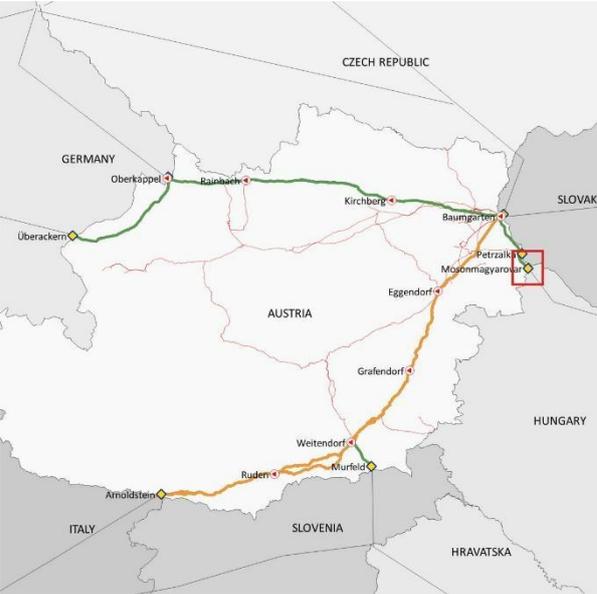
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt <a href="#">TAG 2016/01</a>: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 160.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 27.400.000 € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Murfeld zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Neues Projekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2020/03 Entry Murfeld - 284</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/03		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weiterdorf</li> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weiterdorf</li> <li>- Neue Verdichterstation Murfeld</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Das Projekt dient dazu, das Projekt <a href="#">GCA 2015/08</a> Entry Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	-Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2020 von Gas Connect Austria aufrecht.		

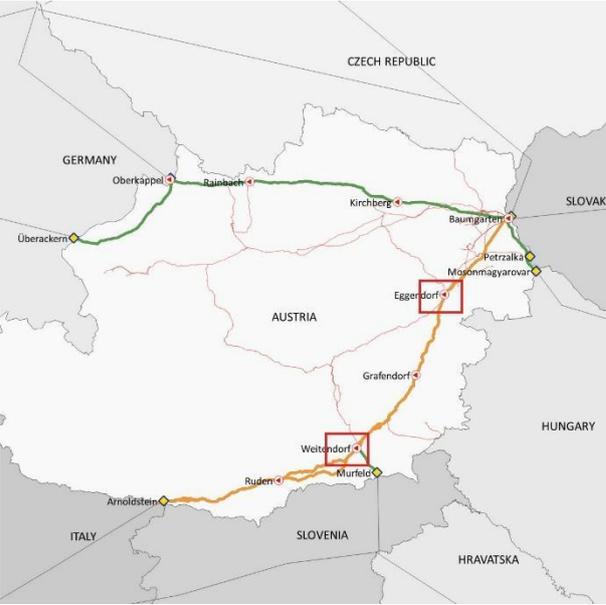
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt <a href="#">TAG 2016/01</a>: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 284.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 41.900.000 € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Murfeld zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Neues Projekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2020/04 Entry Murfeld - 119</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/04		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Murfeld zu schaffen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf</li> <li>- Auskreuzung der Übergabe-Messstation Weitendorf</li> <li>- Neue Verdichterstation Murfeld</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Das Projekt dient dazu, das Projekt <a href="#">GCA 2015/08</a> Entry Murfeld aufgrund der Buchungslage des LNG Terminal in Krk sowie behördlicher Aufforderung zu redimensionieren.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	-Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2020 von Gas Connect Austria aufrecht.		

<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem Komplementärprojekt <a href="#">TAG 2016/01</a>: TAG Reverseflow Weitendorf/Eggendorf.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Murfeld: 119.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 24.400.000 € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Murfeld zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Neues Projekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2021/01 Entry Mosonmagyaróvár - Minimum CS</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2021/01		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Ja
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist es, FZK am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu schaffen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auskreuzung und Modifikation der HAG-Messtation in Baumgarten</li> <li>- Neue Elektro-Verdichterstation HAG in Baumgarten</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Projektierung, um den zusätzlich angemeldeten Bedarf am Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár zu decken. Darüber hinaus werden die nationale und die europäische Versorgungssicherheit erhöht sowie die Diversifizierung von Erdgasquellen und -routen erreicht.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		

<b>Technische Daten:</b> Die entsprechenden projektspezifischen Analysen wurden auf Basis folgender Kapazitäten durchgeführt: Frei zuordenbare Kapazität (FZK) Einspeisepunkt Mosonmagyaróvár: 114.155 Nm <sup>3</sup> /h (0°C)		
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten 23.550.900 € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt. Die Realisierung des Projektes wird erreicht, wenn die dem Punkt Mosonmagyaróvár zugeordneten Kosten durch verbindliche langfristige Buchungen gedeckt werden.		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Identify & Assess		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2016/01		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	<p>Die Implementierung des Projektes "TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf" wird, den Betrieb der CS Weitendorf und alle notwendigen Modifikationen des Stationskontrollsystems vorsehend, den Transport von mindestens 1,6 Mio. Nm<sup>3</sup>/h (mindestens 1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h am Einspeisepunkt Arnoldstein und 600.000 Nm<sup>3</sup>/h am Einspeisepunkt Murfeld) nach Baumgarten gewährleisten. Modifikationen am Betrieb der CS Weitendorf und am Stationskontrollsystem beider Kompressorstationen sind notwendig.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>		<p>Die folgenden Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Schaffung einer Verbindung vom SOL System zu der Saugseite der Kompressorstation (ca. 20 Meter mit DN 24") mit entsprechender Armatur und Bypass</li> <li>- Schaffung einer Verbindung von der Hochdruckseite zur TAG 2 (ca. 20 Meter mit DN 24") mit entsprechender Armatur und Bypass in Eggendorf, um die Möglichkeit eines Reverse Flow mit zwei Leitungen zu schaffen.</li> <li>- Aktualisierung des bestehenden Stationskontrollsystems in der CS Weitendorf und CS Eggendorf.</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Ohne den Betrieb einer Kompressorstation im Reverse Flow würde sich der maximale physikalische Reverse Flow in Baumgarten – unter Einhaltung der vertraglichen Verpflichtungen an den österreichischen inländischen Ausspeisepunkten – auf ungefähr</p>		

1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h belaufen. Dieses Projekt schafft die Möglichkeit, die Kompressorstationen Weitendorf und Eggendorf im Reverse Flow zu betreiben und so die Kapazität entsprechend zu erhöhen.

Das Projekt erfüllt die Verpflichtung aus dem Bescheid PA 16870/15, von ECA für den KNEP 2016-2025 erlassen.

**Besonders zu beachten:**

Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA

<https://www.taggbh.at/en/for-system-users/maintenance-works/>

<https://www.aggm.at/en/network-information/maintenance-coordination>

**Konnex zu anderen Projekten:**

Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit folgenden korrespondierenden Projekten:

TAG 2016/02 AZ1 additional entry and connection with BOP 13 (bereits umgesetzt)

[GCA 2015/08](#) Entry Murfeld

GCA 2015/10 Entry Arnoldstein (bereits umgesetzt)

[GCA 2020/03](#)

[GCA 2020/04](#)

[GCA 2020/05](#)

**Technische Daten:**

Das Projekt sieht die Möglichkeit vor, den Fluss in der CS Weitendorf umzukehren, um den Transport der bestehenden Einspeisekapazität in Arnoldstein und der geplanten neuen Kapazität in Murfeld Richtung Baumgarten, bei gleichzeitiger Erfüllung aller vertraglichen Verpflichtungen an den inländischen Ausspeisepunkten, zu erlauben. Das Projekt sieht auch einige geringere Implementierungen in den TAG CS vor, die ermöglichen, dass der Reverse Flow unter normalen Betriebsbedingungen ohne die Notwendigkeit in Baumgarten zu intervenieren, durchgeführt wird.

Erhöhung von technischer Reverse Flow Kapazität TAG System: >1.6 Mio. Nm<sup>3</sup>/h (0° C) (+0,6 Mio.Nm<sup>3</sup>/h (0° C) für frei zuordenbare Kapazität in Entry Murfeld)

**Ökonomische Daten:**

KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung wurde vom Enginee-ring Partner evaluiert. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

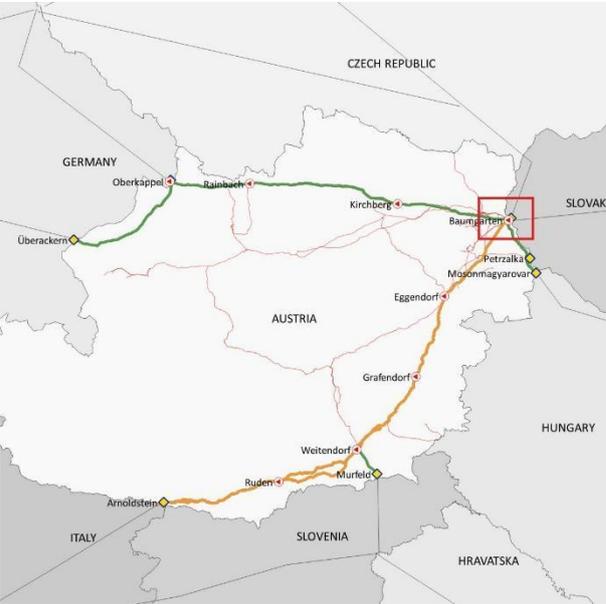
KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.

KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung

<p>versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Dieses Projekt ermöglicht gemeinsam mit dessen korrespondierenden Projekten folgende nicht in Konkurrenz stehende frei zuordenbare Kapazität (FZK):                  Einspeisepunkt Arnoldstein: mindestens +1.000.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)                  Einspeisepunkt Murfeld: +614.388 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2016: Planungsphase                  KNEP 2017: Planungsphase                  KNEP 2018: Planungsphase                  KNEP 2019: Planungsphase                  KNEP 2020: Planungsphase                  KNEP 2021: Planungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> TRA-N-954</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2016: Genehmigt als Projekt                  KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderungen                  KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                  KNEP 2021: Fortgeführt ohne Abänderung</p>		



<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2016/05 TAG Baumgarten interconnection capacity (CZATi)</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2016/05		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Projekt für zusätzliche Kapazitäten	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>	4,5 Jahre	<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>			
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Projektziel ist basierend auf zusätzlicher FZK Kapazität am neuen GCA Punkt Reintal, zusätzliche Verbindungskapazität auf FZK Basis vom/zum TAG-System in Richtung des/kommend vom tschechischen Markt (Ein-/Auspeisepunkt Reintal) mit garantiertem Zugang zum VHP zu schaffen. Das Projekt sieht die Modifikation der TAG Baumgarten Station vor, um einen erhöhten Verbindungsgasfluss zu ermöglichen.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Folgende Aktivitäten sind vorgesehen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Erweiterung der Verbindungsinfrastruktur in Baumgarten</li> </ul> </div> </div>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Erhöhung von Verbindungskapazitäten und Marktliquidität, um den Nord-Südkorridor zu unterstützen, Marktisolation zu reduzieren, die österreichische und tschechische Versorgungssicherheit zu erhöhen und alternative Transportrouten für alternative Versorgungsquellen zu ermöglichen.</p> <p>Ferner soll der garantierte Zugang zum VHP sichergestellt werden.</p>		

<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Dieses Projekt steht in direktem Zusammenhang mit dem korrespondierenden Projekt <a href="#">GCA 2015/01a</a> und <a href="#">GCA 2020/01</a>.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Folgende zusätzliche frei zuordenbare Verbindungskapazität (FZK) soll in Baumgarten bereitgestellt werden: Zusätzliche Einspeisekapazität: +750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) Zusätzliche Ausspeisekapazität: +750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). Die Kostenschätzung wurde vom Engineering Partner evaluiert. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- XX%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase reflektiert. KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. Die Realisierung dieses Projekts unterliegt dem Nachweis der Wirtschaftlichkeit durch verbindliche langfristige Buchungen am zukünftigen Einspeise-/Ausspeisepunkt Reintal.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Dieses Projekt ermöglicht folgende vorgesehene frei zuordenbare Kapazität (FZK), die durch dessen korrespondierendem Projekt geschaffen werden sollte: Einspeisepunkt Reintal: +750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C) Ausspeisepunkt Reintal: +750.000 Nm<sup>3</sup>/h (0°C)</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2016: Planungsphase KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Planungsphase</p>		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein

**Projektänderung:**

KNEP 2017: Geplante Fertigstellung, Projektart  
KNEP 2018: Keine  
KNEP 2019: Keine  
KNEP 2020: Keine  
KNEP 2021: Keine

**Projektstatus:**

KNEP 2016: Genehmigt als Planungsprojekt  
KNEP 2017: Genehmigt als Projekt im Umfang der Abänderung  
KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung  
KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderung  
KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung  
KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung

Das erste Setup-Study des Projekts wurde in Q4/2016 abgeschlossen. Die nächsten Schritte des Projekts hängen von den nächsten Schritten des korrespondierenden GCA-Projekts [GCA 2015/01a](#) und [GCA 2020/01](#) ab. Das Projekt ist aus aktueller Sicht im Budget und im Zeitplan.



## Ersatzinvestitionsprojekte

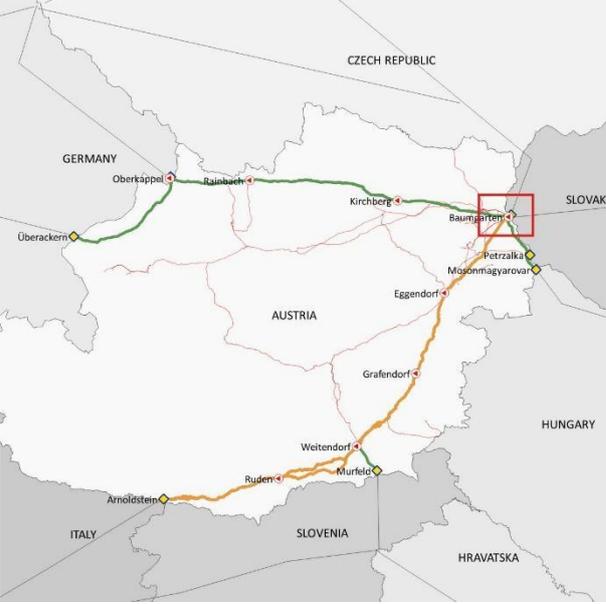
Projekt-träger	Projekt-nummer	Projektname	Umsetzungs-zeitraum [Jahre]	Geplante Fertigstellung [Datum]	Entwicklung im Vergleich zum KNEP 2020
GCA	<a href="#">2016/E1</a>	110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspeisung		Q3 2024	Fortführung
GCA	<a href="#">2016/E5</a>	Revamp Oberkappel		Q3 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2019/E2</a>	VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung		Q3 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2019/E4</a>	VS WAG Erneuerung Notstromgenerator		Q4 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2019/E5</a>	MS Neustift Compilation		Q4 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2019/E6</a>	UW Baumgarten Netzqualität		Q3 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2020/E1</a>	VS, MS Neustift, MS Oberkappel Umsetzung Wasserrecht		Q3 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2020/E3</a>	VS Neustift Erneuerung Stationssteuerung		Q2 2022	Fortführung
GCA	<a href="#">2020/E4</a>	HAG MS Umschaltbar WAG/PVS		Q4 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2020/E5</a>	BMG MS3 Filter Revamp		Q4 2021	Fortführung
GCA	<a href="#">2021/E2</a>	VS Neustift Erneuerung Maschinensteuerung		Q1 2023	Neu
GCA	<a href="#">2021/E3</a>	Erneuerung RMA Armaturen Abschnitt 3 (Bad Leonfelden)		Q4 2023	Neu
GCA	<a href="#">2021/E4</a>	Erneuerung Stationsteuerung VS Kirchberg		Q4 2023	Neu
GCA	<a href="#">2021/E5</a>	MS Überackern/SS Mauerkirchen Erneuerung Isolierkupp-lung (IK)		Q4 2022	Neu
GCA	<a href="#">2021/E6</a>	Erneuerung Stationsteuerung MS Überackern		Q4 2024	Neu
GCA	<a href="#">2021/E10</a>	VS Kirchberg Erneuerung Maschinensteuerung		Q4 2023	Neu
TAG	<a href="#">2016/R11</a>	Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden		Q4 2026	Abänderung
TAG	<a href="#">2016/R12</a>	SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden		Q4 2026	Abänderung
TAG	<a href="#">2017/R03-A</a>	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4 2021	Fortführung
TAG	<a href="#">2017/R04</a>	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4 2026	Abänderung
TAG	<a href="#">2017/R05</a>	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4 2024	Abänderung
TAG	<a href="#">2018/R04</a>	Major Overhaul Valve Station Weitendorf		Q4 2021	Fortführung
TAG	<a href="#">2018/R07</a>	Major Overhaul Valve Station Zöbern		Q4 2025	Abänderung
TAG	<a href="#">2019/R07</a>	Exchange Leaking Valves Gas Coolers CS-R		Q4 2022	Abänderung
TAG	<a href="#">2019/R09</a>	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten		Q1 2022	Fortführung

## Koordinierter Netzentwicklungsplan 2021

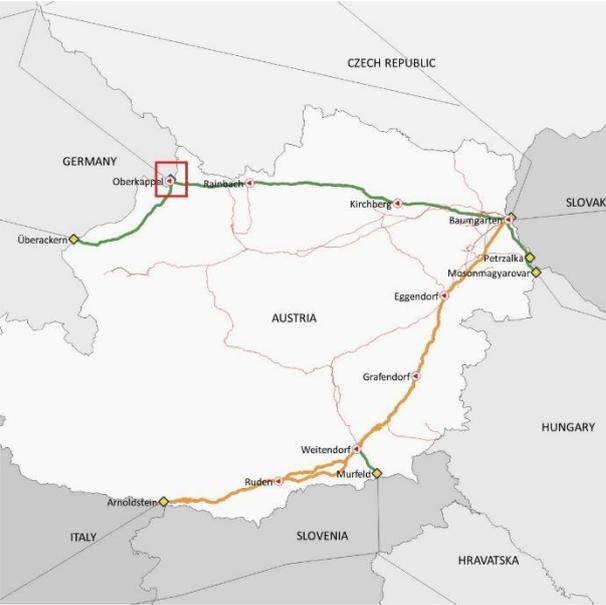
---

TAG	<a href="#">2020/R01</a>	DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten	Q4 2022	Abänderung
TAG	<a href="#">2020/R02</a>	Exchange of Electricity Switching System N11 CS-B	Q4 2022	Fortführung
TAG	<a href="#">2020/R03</a>	Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden	Q4 2026	Abänderung
TAG	<a href="#">2020/R04</a>	New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B	Q4 2021	Fortführung
TAG	<a href="#">2020/R05</a>	New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein	Q4 2022	Fortführung
TAG	<a href="#">2020/R06</a>	Optimization TUCOs, CS-Ruden	Q4 2024	Abänderung
TAG	<a href="#">2021/R01</a>	Exchange of Insulation Joints Ludmannsdorf & Arnoldstein	Q4 2023	Neu
TAG	<a href="#">2021/R02-A</a>	Cable ways concept, CS-Baumgarten	Q4 2022	Neu
TAG	<a href="#">2021/R02-B</a>	Cable ways concept, Grafendorf	Q4 2023	Neu
TAG	<a href="#">2021/R02-C</a>	Cable ways concept, Ruden	Q4 2026	Neu
TAG	<a href="#">2021/R03</a>	Substitution MKVI CS Eggendorf	Q4 2024	Neu
TAG	<a href="#">2021/R04</a>	Substitution MKVI CS Weitendorf	Q4 2023	Neu
TAG	<a href="#">2021/R05</a>	Upgrade Power Turbine GC600 in CS Grafendorf	Q4 2023	Neu
TAG	<a href="#">2021/R06-A</a>	Upgrade of safety and control loops CS Baumgarten	Q4 2022	Neu

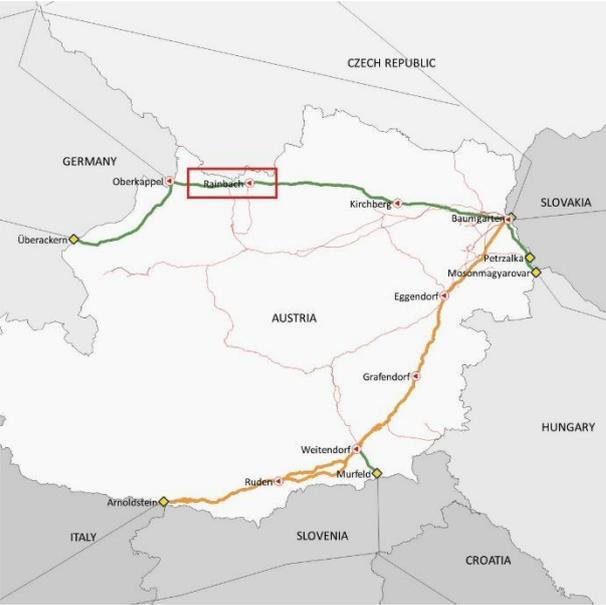
---

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2016/E1 110 kV Freileitung, UW Oberweiden, UW BMG redundante Anspannung</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2016/E1	 <b>GAS CONNECT AUSTRIA</b>	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	22.02.2022
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2024		
<b>Projektziel:</b>	<p>Aufrechterhaltung und Stärkung der Versorgungs- und Vertragssicherheit durch eine vollständig redundante Stromversorgung der Station Baumgarten und ihrer E-Verdichter. Ausschöpfung von Potenzialen zur CO2 Einsparung sowie bei der Kopplung der Energiesektoren.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Errichtung eines Umspannwerks (UW) im Bereich Oberweiden (OW)</li> <li>- Errichtung einer 110kV-Freileitung von Untersiebenbrunn nach Oberweiden</li> <li>- Einschleifung der bestehenden Erdkabel in das neue UW OW</li> <li>- Analyse und Bewertung der Erwirkung vollständiger Redundanz durch ein zusätzliches 110 kV Erdkabel zwischen UW OW und UW BMG</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Eine wesentliche Erhöhung der Versorgungssicherheit der Verdichterstation, da die Versorgung vom öffentlichen 110kV-Netz an zwei physisch getrennten Stellen erfolgt.</p>		

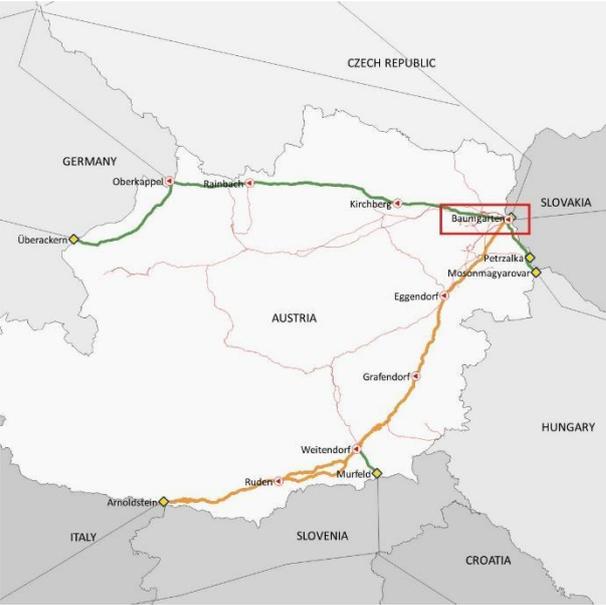
<p>Reduktion der elektrischen Verluste auf den Erdkabeln bedingt durch die verkürzte Länge. Vollständige Ausnutzung der technisch installierten Leistung im UW Baumgarten inkl. der vorgelagerten Kabelsysteme in Zukunft möglich.</p> <p>Redundante Versorgung des UW BMG mittels Verlegung eines 110kV Erdkabels zur Vervollständigung der Redundanz erforderlich.</p>		
<p><b>Besonders zu beachten:</b></p> <p>-</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b></p> <p>Eine vollständig redundante Stromversorgung ist für die beiden obigen „CZATi“ Projektierungen (welche mit E-Verdichtern beplant sind) erforderlich, um feste, frei zuordenbare Kapazität darstellen zu können,</p>		
<p><b>Technische Daten:</b></p> <p>-</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b></p> <p>Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%, welche die Unsicherheit in der ersten Planungsphase darstellt.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b></p> <p>-Erhöhung der FZK-Redundanz</p>		
<p><b>Projektphase:</b></p> <p>Identify &amp; Assess</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b></p> <p>-</p>		
<p><b>Projektstatus:</b></p> <p>KNEP 2016: Genehmigt als Projekt</p> <p>KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen</p> <p>KNEP 2018: Fortführung ohne Abänderungen</p> <p>KNEP 2019: Fortführung ohne Abänderungen</p> <p>KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderungen</p> <p>KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2016/E5 Revamp Oberkappel</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2016/E5		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	6	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2021		
<b>Projektziel:</b>	Die Kapazität von 1.400.000Nm <sup>3</sup> /h wird bidirektional geregelt, gemessen und gefiltert.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die bestehende Übergabemesstation "ÜMS Oberkappel" (ÜMS OK) dient dem gesicherten Gastransport und der Messung zwischen WAG1- (Österreich) und dem WAG800- (Deutschland) Leitungssystem.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Auslegungsdruck für die Regelung 49 bar bis Designdruck, gesamter Mengenbereich</li> <li>- Die Umbauten betreffen das gesamte Gashochdrucksystem inkl. deren Nebenanlagen wie Prozessleitsystem, Gasanalyse, LKS, Brandschutz- und Gaswarnanlagen sowie das Ausblasesystem.</li> <li>- Austausch der Blendenmessung in Oberkappel zu Ultraschallzähler</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die derzeitigen gastechnischen Einrichtungen nicht mehr dem Stand der Technik sowie den sicherheitstechnischen Anforderungen entsprechen.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.		

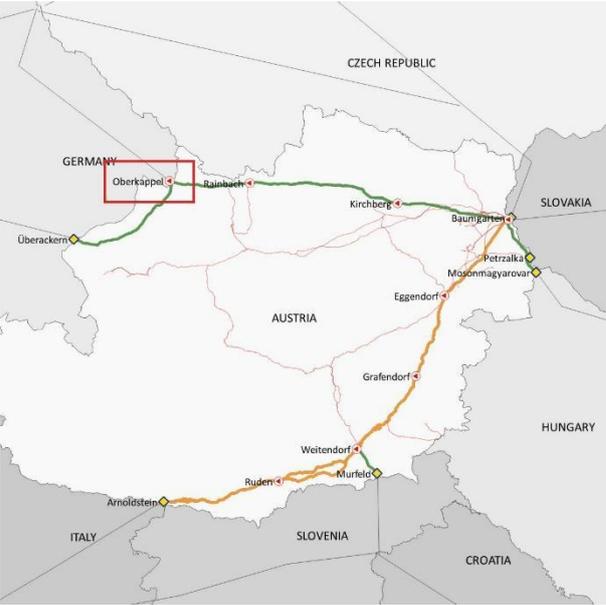
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein		
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2018: Durchführungsphase KNEP 2019: Durchführungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2019: Geplante Fertigstellung aufgrund der Priorisierung von Maßnahmen aufgrund des Zwischenfalls in Baumgarten vom 12. Dezember 2017. Der Austausch der Blendenmessung in der Messstation MS3 in Baumgarten und Messstation Oberkappel zu Ultraschallzähler war ursprünglich im Projekt GCA 2016/E4 abgebildet. Zur besseren Umsetzbarkeit wurde das Projektbudget aus dem Projekt GCA 2016/E4 verursachergerecht auf die beiden Projekte GCA 2016/E2 und GCA 2016/E5 aufgeteilt.		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2016: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Fortführung mit den beschriebenen Abänderungen KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2021: Fortgeführt ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2019/E2 VS Rainbach Erneuerung Maschinensteuerung</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/E2		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2021		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Maschinensteuerung der VS Rainbach.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Getauscht wird die gesamte Verdichtersteuerung, das beinhaltet im Wesentlichen alle Server, Clients, redundante und fehlersichere CPUs, sowie die Netzwerkkomponenten.</p> <p>Die Maschinensteuerungen sind tlw. in der Stationssteuerung integriert, in diesem Projekt müssen diese Signale von der Stationssteuerung (PLS) ausgegliedert werden.</p> <p>Die Anwendersoftware wird auf die neue Konfiguration adaptiert, die Grundfunktionalität bleibt unverändert.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die bestehende Maschinensteuerung am Ende ihres Lebenszyklus angekommen ist.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		

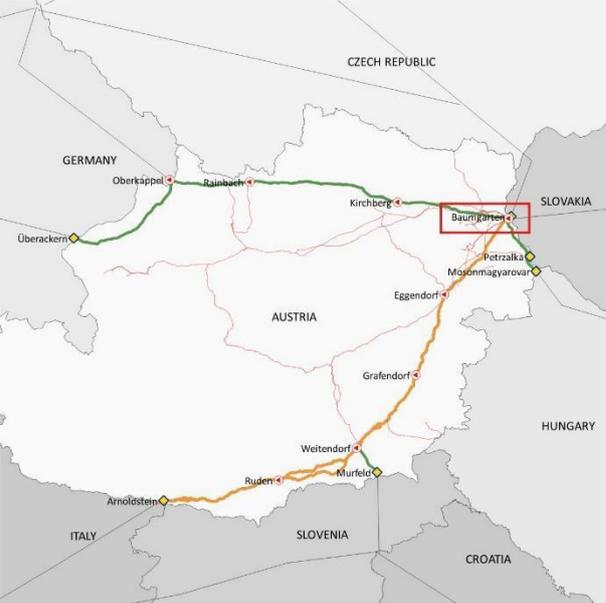
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XXX€ (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Vorbereitungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b></p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2019/E4 VS WAG Erneuerung Notstromgenerator</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/E4		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung des Notstromgenerators der VS WAG in Baumgarten		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Der derzeit installierte Notstromgenerator ist "Erstaustattung" seit der Errichtung der WAG Verdichterstation Baumgarten (Ende der 70-iger Jahre). Aufgrund des hohen Alters der Notstromanlage und beginnender technischer Probleme (Kraftmaschine/Dieselmotor) ist eine Erneuerung erforderlich. Ein hochverfügbares Notstromaggregat ist für die Verfügbarkeit der WAG Verdichterstation von eminenter Bedeutung. Gasmotor Netzersatzanlage mit einer kinetischen USV (mit Schwungrad) wurde als Umsetzungsoption ausgeschieden.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da der bestehende Notsromgenerator der VS WAG am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		

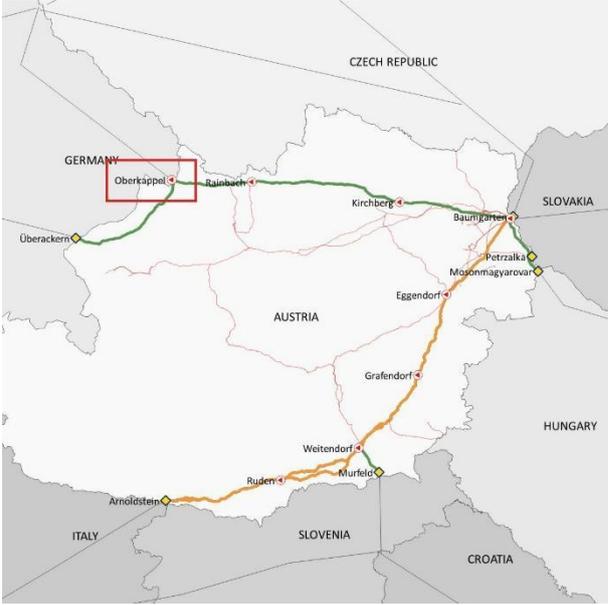
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Vorbereitungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2019/E5 MS Neustift Compilation</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/E5		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	Realisierung notwendiger Adaptionen in der Messstation Neustift zum Stand der Technik.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>*) am neuen Ausbläserurm in der MS Oberkappel werden Ausblasesektionen hochgeführt</li> <li>*) bestehenden EOVs sind mit dem notwendigen sicherheitstechnischem Equipment auszurüsten (2"-Armaturen)</li> <li>*) Kondensatleitung (Ausführung in Doppelmantel) wird in das Kondensatsystem der MS Oberkappel eingebunden</li> <li>*) Die USV-Anlage der MS Neustift wird mit der USV der VS Neustift vereint werden</li> <li>*) Die Stationssteuerung der MS Neustift (Bj 1999) wird getauscht werden</li> <li>*) Eine Zusammenlegung der jeweils 3 einzelnen GWA- und BMA-Anlagen zu jeweils einer gemeinsamen wird untersucht</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Notwendige Adaptierungen in der Messstation Neustift auf den Stand der Technik.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.		

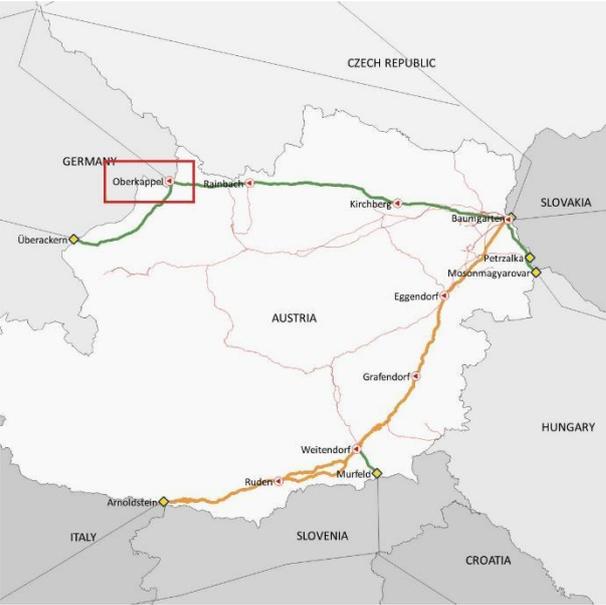
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein		
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Vorbereitungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2019/E6 UW Baumgarten Netzqualität</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2019/E6		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2021		
<b>Projektziel:</b>	Ziel des Projektes ist die Adaptierung der Kompensationsanlage auf die derzeitigen Notwendigkeiten		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Bereiche der VS Baumgarten wurden in den letzten Jahren komplett oder zum Teil mit Elektro-Verdichtern ausgerüstet. Die Elektroverdichter sind mit Frequenzumrichtern mit Leistungselektronik ausgerüstet, die abhängig vom Betriebspunkt des Verdichters unterschiedlich starke Netzurückwirkungen und Oberwellen erzeugen und die Qualität des Netzes verschlechtern. In Anbetracht der Änderungen in der VS Baumgarten wurde bereits eine neue Bewertung der bereits vorhandenen Blindleistungsverursacher sowie der Kompensationsanlagen durchgeführt.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Konkret wird dieses Projekt erforderlich, da die bestehende Kompensationsanlage aufgrund der letzten Ausbauten in Baumgarten aufgerüstet werden muss.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2019 von Gas Connect Austria aufrecht.		

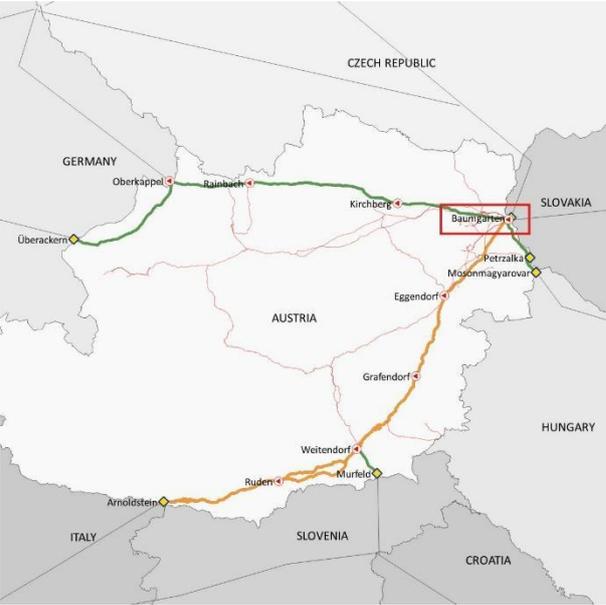
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein		
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Durchführungsphase KNEP 2020: Durchführungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Genehmigt als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	GCA 2020/E1 VS, MS Neustift, MS Oberkappel Umsetzung Wasserrecht	
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E1	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b> Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q3/2021	
<b>Projektziel:</b>	Umsetzung von Behördenauflagen iZm Wasserrecht in VS, MS Neustift, MS Oberkappel.	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Bereich der VS Neustift eine Versickerungsmulde für die Parklätze vor der Station errichtet. Für die Anlagenbereiche der MS Neustift und ÜMS Oberkappel werden die Dach- und Straßenwässer gesammelt und im Bereich der ÜMS Oberkappel über ein Rezessionsbecken zur Versickerung gebracht, der Rest wird über den bestehenden Konsens in den Grenzbach ausgeleitet.</p>	
<b>Projektbegründung:</b>	Umsetzung von Behördenauflagen (Wasserrecht) in den Bereichen der Stationen VS Neustift, MS Neustift und ÜMS Oberkappel.	
<b>Besonders zu beachten:</b>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein	

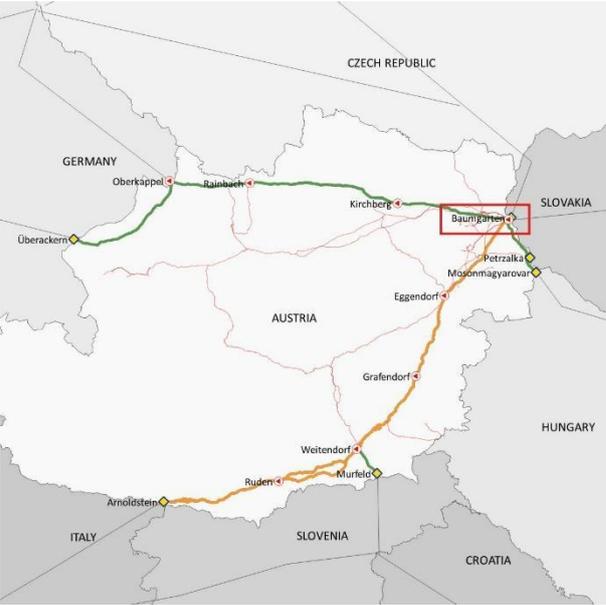
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 10%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Durchführungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2020/E3 VS Neustift Erneuerung Stationssteuerung</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E3		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q2/2022		
<b>Projektziel:</b>	Tausch des Prozessleitsystems in der Station Neustift		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) der Verdichterstation Neustift am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden. Das installierte Siemens PCS7 System wurde im Zuge der Stationserrichtung erstinstalliert. Der Lebenszyklus eines PLS beträgt im Industriestandard 10 Jahre. Durch vorbeugende Instandhaltung können bei GCA bis zu 15 Jahre erreicht werden.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) der Verdichterstation Neustift am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden.		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		

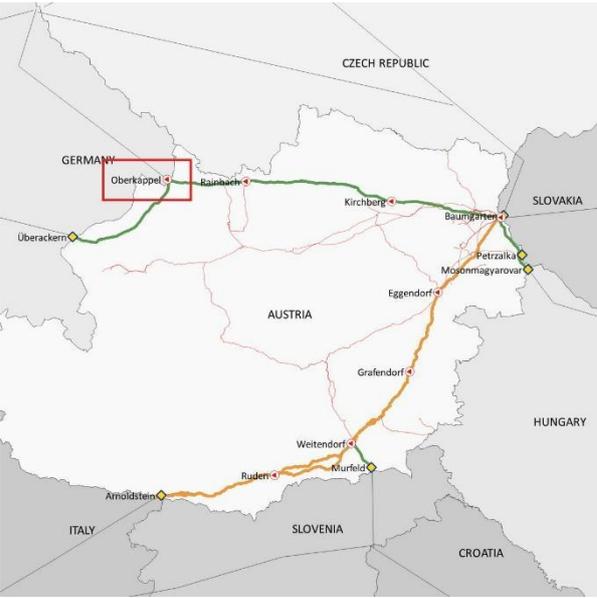
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Vorbereitungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2020/E4 HAG MS Umschaltbar WAG/PVS</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E4		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	Optimierung der HAG MS (Variabilität)		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die HAG Pipeline (via HAG Messstation) wird derzeit aus dem PVS System mit Gas versorgt. Wird das Gas jedoch über die MS3 (WAG) importiert, muss dieses zuerst in das PVS System (Übergabemessstationen BOP11 und BOP12) übergeben werden. Um den Druckverlust in der Hauptfahrweise MS 3 -&gt; BOP11 -&gt; HAG-MS zu minimieren (führt teilweise dazu, dass HAG Mengen verdichtet werden müssen), soll die HAG-MS in Zukunft umschaltbar entweder aus dem PVS oder aus der WAG direkt versorgt werden. Die Anbindung erfolgt dabei sowohl an die WAG-Mitteldruck als auch WAG-Hochdruck Seite.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Minimierung von Druckverlusten in der Station Baumgarten		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Nein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

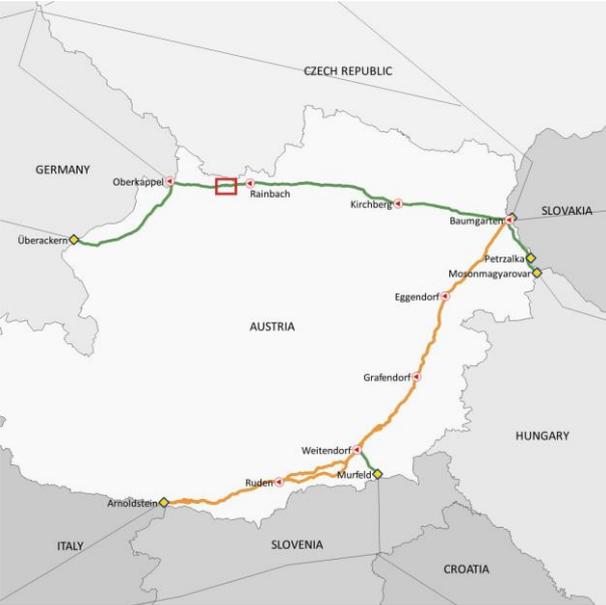
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Vorbereitungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2020/E5 BMG MS3 Filter Revamp</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2020/E5		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	Ersatz Filterseparatoren der MS3		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Ursprünglich war im Projekt "MS3 Reverse Flow" (GCA 2016/E2) eine geringfügige Revitalisierung der fünf MS3 Filter FS01-FS05 geplant. Im Zuge der Planung der Aktivitäten ergaben sich noch weitere notwendige Adaptierungen aufgrund des Alters der fünf Filter.</p> <p>Das gegenständliche Projekt dient daher dem Ersatz der bestehenden fünf Filterseparatoren FS01-FS05 durch neue Filter.</p> <p>Zudem wird ein Bypass über die neue Filterbatterie ausgeführt.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Technische Ergänzung / Optimierung GCA 2016/E2		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	GCA 2016/E2		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu einer Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

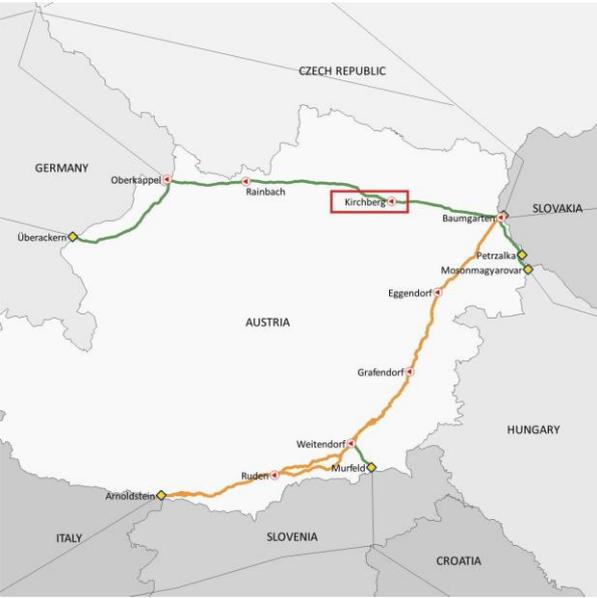
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten XXX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Schaffung neuer FZK am Ausspeisepunkt Baumgarten WAG.		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Vorbereitungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2021/E2 VS Neustift Erneuerung Maschinensteuerung</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2021/E2		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q1/2023		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Maschinensteuerung der VS Neustift		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die drei Verdichter Einheiten wurden bei der Er-richtung als Paket der Firma Baker Hugues (ehe-mals General Electric) mit Einheitensteuerung, Trafo, Frequenzumrichter und Verdichter angeschafft. Die Anlage ist mit einer Lifecycle Zeit von ca. 10 Jahren ausgelegt. Seitens der Hersteller wurden viele elektronische Systeme / Einzelteile und Equipments aufgekündigt.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>In diesem Projekt wird die Einheitensteuerung der Verdichter auf einen neuesten Systemstand ge-bracht, die Schaltschränke der Magnetlageransteuerung für Motor und Kompressor werden erneuert, sowie der Frequenzumrichter modernisiert.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

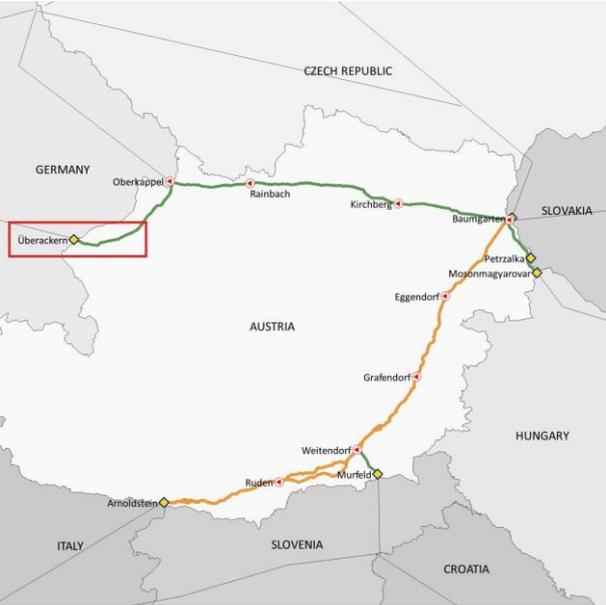
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten X € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Nein		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Vorbereitungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2021/E3 Erneuerung RMA Armaturen Abschnitt 3 (Bad Leonfelden)</b>	
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2021/E3	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023	
<b>Projektziel:</b>	Armaturentausch in der Schieber- und Molchstation Bad Leonfelden	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Auf dem Betriebsgelände der Station Bad Leonfelden befinden sich die Schieberstation für die WAG I Leitung (DN800) und die Molchstation der WAG II Leitung (DN1200).</p> <p>In der Station Bad Leonfelden werden die Molchschleusen Armatur 1201 DN1200 getauscht ebenso die beiden Verbindungsarmaturen 1202 DN800 und 1203 DN800 zur WAG 1.</p>	
<b>Projektbegründung:</b>	Aufgrund von Armaturenüberprüfungen in der Schieber- und Molchstation Bad Leonfelden wurde festgestellt, dass einzelne Armaturen undicht sind. Diese Armaturen werden getauscht.	
<b>Besonders zu beachten:</b>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine	

<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten X € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2021/E4 Erneuerung Stationsteuerung VS Kirchberg</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2021/E4		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung Stationssteuerung VS Kirchberg		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden. Das installierte Siemens PCS7 System wurde im Zuge der Stationserrichtung erstinstalliert. Der Lebenszyklus eines PLS beträgt im Industriestandard 10 Jahre. Durch vorbeugende Instandhaltung können bei GCA bis zu 15 Jahre erreicht werden.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist ist eine Erneuerungsmaßnahmen unabdingbar.		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Kein		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

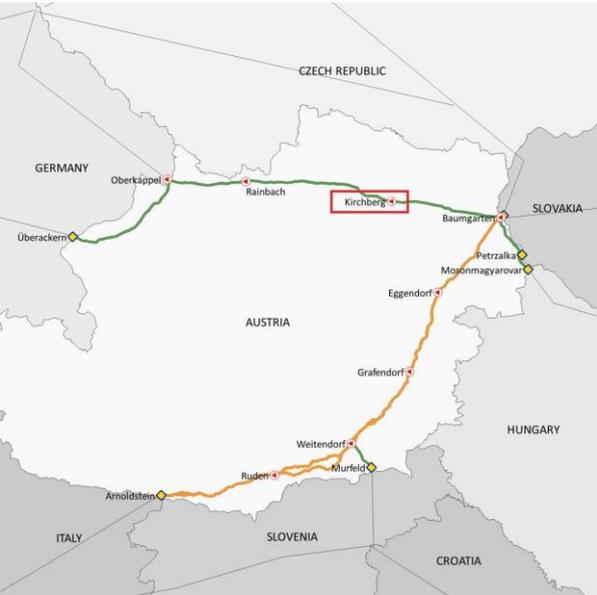
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten X € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Vorbereitungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2021/E5 MS Überackern/SS Mauerkirchen Erneuerung Isolierkupplung (IK)</b>	
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2021/E5 MS	
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022	
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung Isolierkupplung bei MS Überackern und SS Mauerkirchen	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Tausch der IKs DN700 (elektrische Trennstelle des KKS) auf der Penta West für:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- SS Mauerkirchen, Seite Überackern</li> <li>- ÜST Überackern, Seite Neustift</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Um den Schutz der Leitung wieder vollständig aufrecht erhalten zu können, ist ein Tausch der elektrischen DN700 Trennstelle (Isolierstück) im SS Mauerkirchen (Leitungsseite Überackern) unbedingt notwendig. Aus Effizienzgründen nun auch das technisch veraltete Isolierstück am Eingang der Üst. Überackern auf eine neue Isolierkupplung ausgetauscht. Dadurch wird eine weiteren Leitungsabstufung vermieden.</p>	
<b>Besonders zu beachten:</b>		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine	

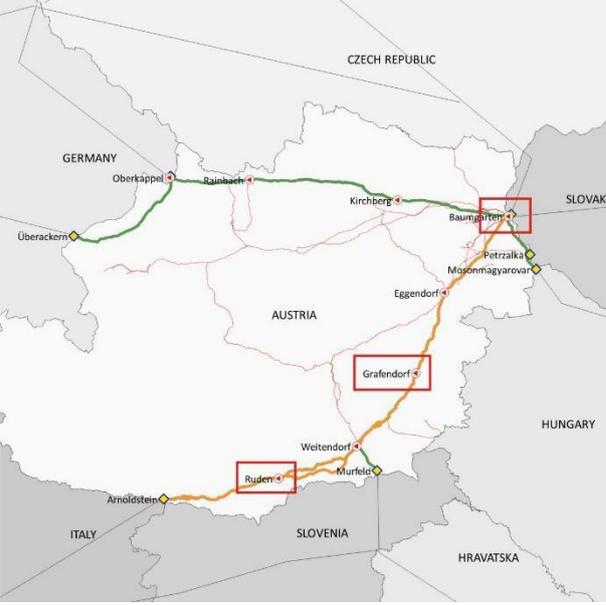
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten X € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2021/E6 Erneuerung Stationsteuerung MS Überackern</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2021/E6		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2024		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung Stationssteuerung MS Überackern		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, soll bei diesem Projekt der Tausch aller Komponenten durchgeführt werden. Der Lebenszyklus eines PLS beträgt im Industriestandard 10 Jahre. Durch vorbeugende Instandhaltung können bei GCA bis zu 15 Jahre erreicht werden. Ausgewechselt werden soll die gesamte Hardware - im Wesentlichen Server, Clients, re-dundante und fehlersichere CPUs, Netzwerkkomponenten sowie die E/A Peripherie.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Da das bestehende Stationsleitsystem (PLS) am Ende seines Lebenszyklus angekommen ist, ist eine Erneuerungsmaßnahmen unabdingbar.		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten X € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Vorbereitungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

<b>Projektname:</b>	<b>GCA 2021/E10 VS Kirchberg Erneuerung Maschinensteuerung</b>		
<b>Projektnummer:</b>	GCA 2021/E10		
<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Maschinensteuerung der VS Kirchberg		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Bei diesem Projekt handelt es sich um die Adaptierung der Maschinensteuerungen und aller zu adaptierenden Anlagenteile für die zwei Verdichtereinheiten in Kirchberg. Die Adaptierung ist notwendig, da Komponenten nicht mehr verfügbar sind und die Maschinensteuerungen das LifeCycle Ende erreicht haben.</p> <p>Die Rangierverteiler bleiben größtenteils erhalten und sollen nur modifiziert werden. Die Anwendersoftware wird auf die neue Konfiguration adaptiert, die Grundfunktionalität bleibt unverändert.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Adaptierung ist notwendig, da Komponenten nicht mehr verfügbar sind und die Maschinensteuerungen das LifeCycle Ende erreicht haben.		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine		
<b>Technische Daten:</b>	Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		

<b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten X € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Vorbereitungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung als Ersatzinvestitionsprojekt		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2016/R11 Replacement of Gas-Hydraulic Actuators CS-BGT, GFD, RUD</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2016/R11		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2026		
<b>Projektziel:</b>	<p>Erneuerung der bestehenden Gashydraulischen auf elektrohydraulische Antriebe in den Kompressorstationen Baumgarten, Grafendorf und Ruden.</p> <p>Im Zuge des Austauschs wird das Antriebskonzept von Gashydraulisch (GOV) auf Elektrohydraulisch (EHOV) umgestellt, dabei werden die Gasemissionen nachhaltig reduziert.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der Gashydraulischen Armaturentriebe (GOV) auf Elektrohydraulische (EHOV)</li> <li>- E/MSR Anspeisung der (EHOV) Antriebe aus den E-Schaltanlagen</li> <li>- Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem)</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		

<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b>  <a href="#">TAG 2016/R12</a> SCS Replacement  <a href="#">TAG 2017/R04</a> Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO  <a href="#">TAG 2020/R03</a> Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                      KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                      Seit KNEP 2016: Planungsphase                      Seit KNEP 2020: Engineering Phase                      KNEP 2021: Procurement Phase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                      KNEP 2017: Geplante Fertigstellung                      KNEP 2018: Keine                      KNEP 2019: Geplante Fertigstellung, Ökonomische Daten, Projektumfang                      KNEP 2020: Keine</p>		

KNEP 2021: Geplante Fertigstellung, Ökonomische Daten

**Projektstatus:**

KNEP 2016: Genehmigt als Projekt

KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen

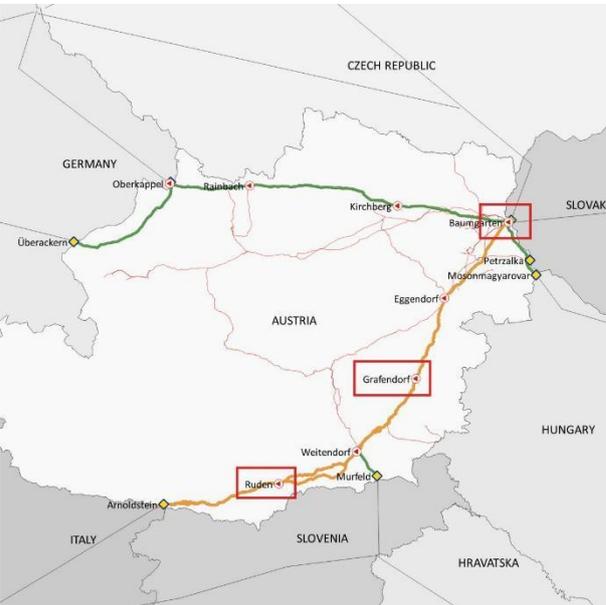
KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung

KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen

KNEP 2020: Fortgeführt ohne Abänderung

KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen

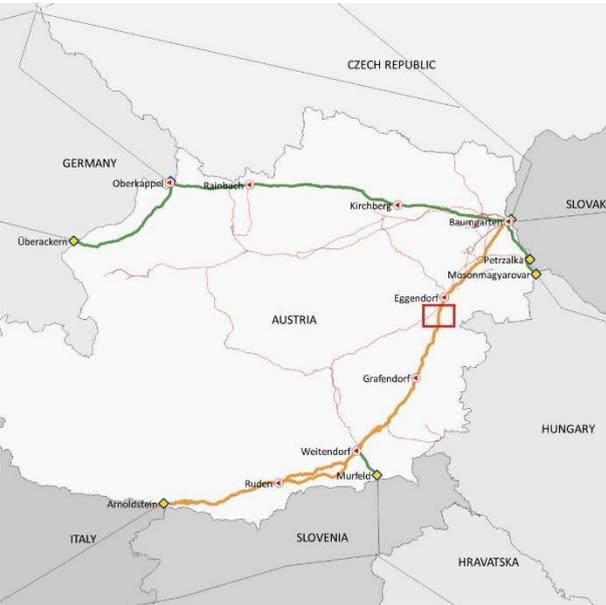


<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2016/R12 SCS Replacement, CS Baumgarten-Grafendorf-Ruden</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2016/R12		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2026		
<b>Projektziel:</b>			
<p>Austausch der SCS (Station Control System) und ESD (Emergency Shut Down) in Hardware und Software sowie Austausch der Rangierverteiler Schränke und der bedienbaren Arbeitsstationen und Server.</p> <p>In der Messwarte soll auch das Funktions-Fließbild ersetzt werden, visualisiert mittels LED Flachbildschirm</p>			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- EPCM</li> <li>- Engineering &amp; Baustellenaufsicht</li> <li>- System Integration getrennt für jede Kompressorstation</li> <li>- Inbetriebnahme getrennt für jede Kompressorstation</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>			
<p>Aus altersbedingten Gründen des Systems und der geringen Verfügbarkeit von Ersatzteilen, muss TAG GmbH in den Kompressor Stationen Ruden, Grafendorf und Baumgarten, das bestehende SCS durch ein Neues ersetzen.</p>			

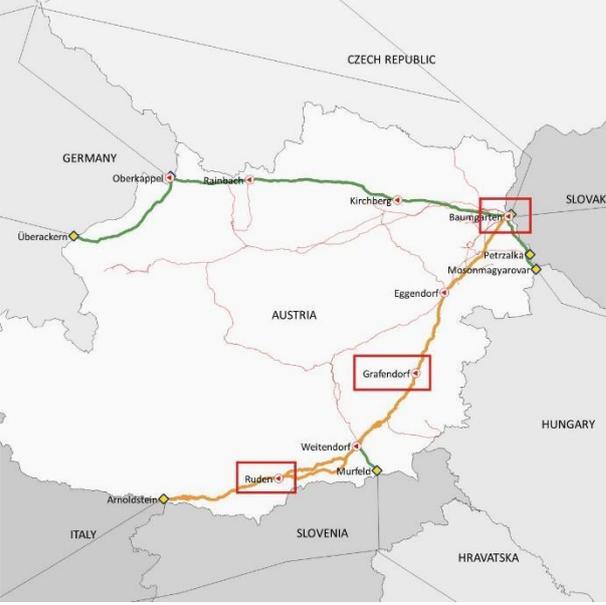
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA</p>
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Mögliche Synergien mit den Projekten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- <a href="#">TAG 2016/R11</a> replacement of Gashydraulic actuators,</li> <li>- <a href="#">TAG 2017/R04</a> Baumgarten Grafendorf Ruden Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO</li> <li>- <a href="#">TAG 2017/R05</a> Replacement E-Actuators Filter Separators &amp; Metering Station MS2 CS-Baumgarten</li> <li>- <a href="#">TAG 2021/R02 A, B und C</a> Cable ways concept, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden</li> <li>- <a href="#">TAG 2021/R06</a> Upgrade of safety and control loops</li> </ul> <p>werden berücksichtigt, um auf die neuen Signalkontrollen umzuschalten bzw. um die Auswirkung auf Stationsabschaltungen oder Transporteinschränkungen zu reduzieren.</p>
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                      KNEP 2016: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2016). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung basiert auf interner Kostenschätzung gemäß Erfahrung. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2020: Geplante Investitionskosten : XX € (Basis 2020). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2021: Geplante Investitionskosten : XX € (Basis 2021). (exkl. möglicher Austausch von Regelventilen und Armaturen). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                 </p>
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2016: Planungphase</p>

KNEP 2017: Engineeringphase KNEP 2018: Engineeringphase KNEP 2019: Engineeringphase KNEP 2020: Beschaffungsphase KNEP 2021: Umsetzung		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2017: Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten KNEP 2018: Keine KNEP 2019: Ökonomische Daten, Zeitplan, Projektumfang KNEP 2020: Zeitplan, ökonomische Daten KNEP 2021: Zeitplan		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2016: Genehmigt als Projekt KNEP 2017: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2018: Fortgeführt ohne Abänderung KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen		

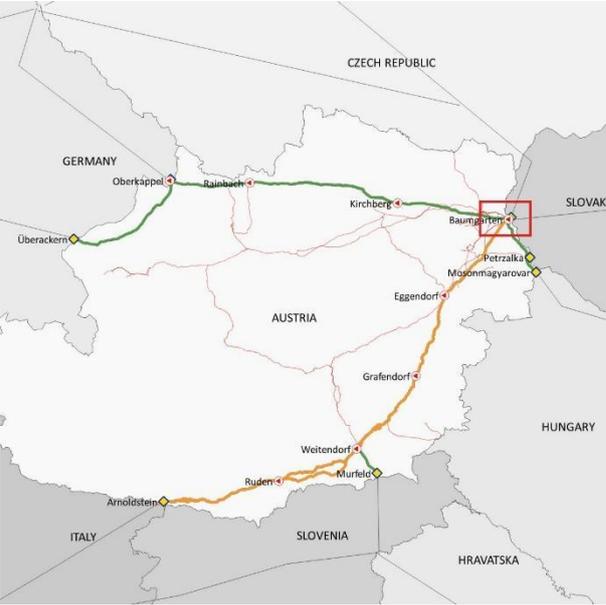


<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2017/R03-A Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2017/R03-A		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	6	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>			
<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstation Lanzenkirchen entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch)</li> <li>- Kathodischen Korrosionsschutz erneuern</li> <li>- GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EHOV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen</li> <li>- Erdungs- u. Blitzschutz erneuern</li> <li>- Wege u. Oberflächen</li> <li>- Zaun- u. Torreparaturen</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>			
<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>			

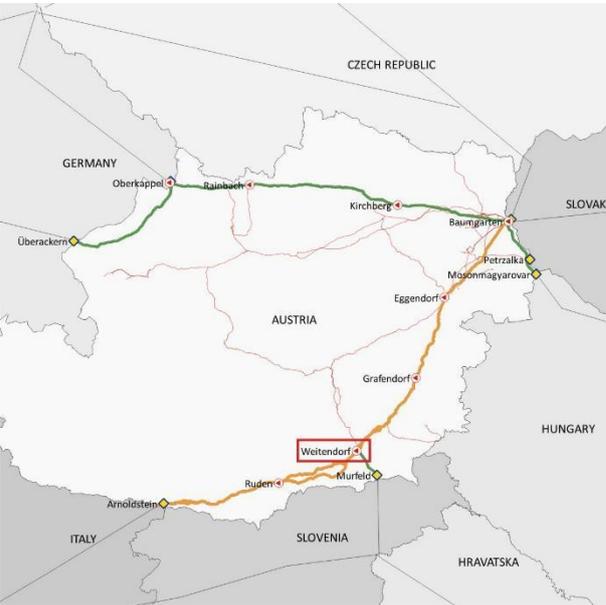
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Das Projekt hängt mit dem Projekt „TAG 2016/R09: Exchange leaking valves St. Paul / Ruden / Arnoldstein / Ludmannsdorf“ zusammen.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Ausführungsphase KNEP 2021: Ausführungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2018: Projektumfang, ökonomische Daten, Projektname, geplante Fertigstellung KNEP 2019: Ökonomische Daten KNEP 2020: Ökonomische Daten KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2017: Genehmigt als Projekt unter dem Projektaggregat TAG 2017/R03 KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderungen KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderungen</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden</b>	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2017/R04	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	6	<b>Datum:</b> 31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b> Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2026	
<b>Projektziel:</b>	<p>Erneuerung der bestehenden Gas-hydraulischen auf elektro-hydraulische Antriebe in den Turbokompressoren der Verdichterstationen Baumgarten, Grafendorf und Ruden.</p> <p>Im Zuge des Austauschs wird das Antriebskonzept von Gashydraulisch (GOV) auf Elektrohydraulisch (EHOV) umgestellt, dabei werden die Gasemissionen nachhaltig reduziert.</p>	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der Gas-hydraulischen Armaturentriebe (GOV) auf Elektro-Hydraulische (EHOV)</li> <li>- E/MSR Anspeisung der (EHOV) Antriebe aus den E-Schaltanlagen</li> <li>- Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem)</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>	
<b>Besonders zu beachten:</b>		

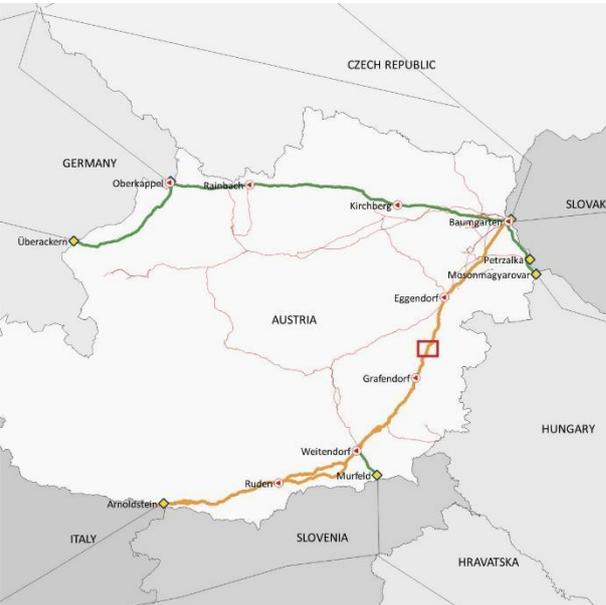
Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Ja		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> <a href="#">TAG 2016/R12</a> SCS Replacement <a href="#">TAG 2016/R11</a> Replacement of Gashydraulic Actuators, <a href="#">TAG 2020/R03</a> Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden		
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Engineering Phase KNEP 2021: Procurement Phase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2018: Geplante Fertigstellung KNEP 2019: Geplante Fertigstellung, Ökonomische Daten, Projektumfang KNEP 2020: Ökonomische Daten, Projektumfang KNEP 2021: Ökonomische Daten, geplante Fertigstellung		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2017/R05 Replacement E-Actuators Filter Separators &amp; Metering Station MS2 CS-Baumgarten</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2017/R05		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	6	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2024		
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der bestehenden elektrischen Antriebe auf neue elektrische Antriebe in der Verdichterstation Baumgarten (in den Filterseparatoren und Messstrecke 2)		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der elektrischen Antriebe durch neue elektrische Antriebe</li> <li>- Einbindung in das SCS (Stationskontrollsystem)</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient zur Aufrechterhaltung und Sicherstellung eines zuverlässigen und gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Ja		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>			

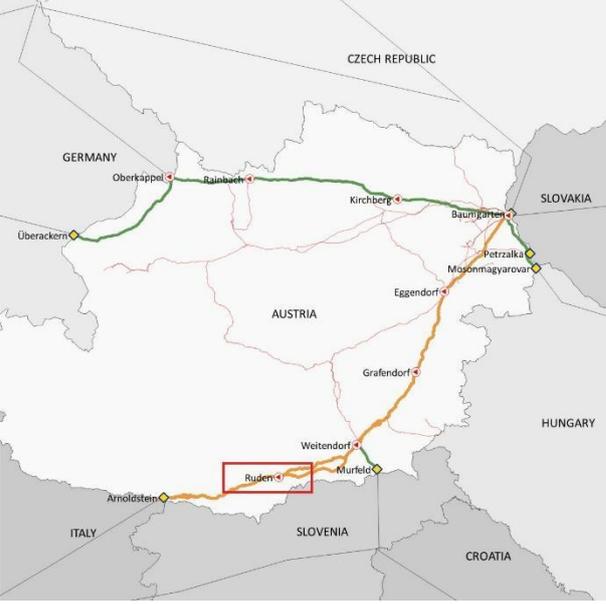
Nein		
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Betriebs- und verfahrenstechnischen Veränderung sowie bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2017: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2017) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2017: Planungsphase KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Planungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2018: Ökonomische Daten, geplante Fertigstellung KNEP 2019: Ökonomische Daten, geplante Fertigstellung, Projektumfang KNEP 2020: Ökonomische Daten KNEP 2021: geplante Fertigstellung		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2017: Genehmigt als Projekt KNEP 2018: Genehmigt im Umfang der Abänderungen KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2021: Fortgeführt mit Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2018/R04 Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2018/R04		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>			
<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Weitendorf, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch)</li> <li>- Kathodischen Korrosionsschutz erneuern</li> <li>- GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EOHV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen</li> <li>- Erdungs- u. Blitzschutz erneuern</li> <li>- Wege u. Oberflächen</li> <li>- Zaun- u. Torreparaturen</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>			
<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>			
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>			

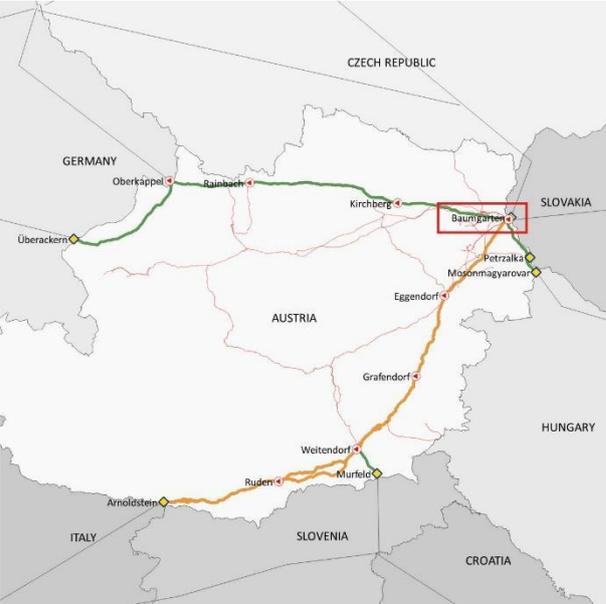
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                      KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2019: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2020: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.                      KNEP 2021: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                      KNEP 2018: Planungsphase                      KNEP 2019: Planungsphase                      KNEP 2020: Planungsphase                      KNEP 2021: Umsetzungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                      KNEP 2019: Ökonomische Daten                      KNEP 2020: Keine                      KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                      KNEP 2018: Genehmigt als Projekt                      KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                      KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen                      KNEP 2021: Fortgeführt ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2018/R07 Major Overhaul Valve Station Zöbern</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2018/R07		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2025		
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Ziel des Projekts ist, Ausrüstungsteile, Beschichtungen und unterirdische Isolierungen, KKS (Kathodischer Korrosionsschutz) und Einfriedungen in der Schieberstationen Zöbern, entlang des TAG Pipelinesystems zu ersetzen und/oder erneuern.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Beschichtungen an Armaturen und Rohrleitungen erneuern (ober-/unterirdisch)</li> <li>- Kathodischen Korrosionsschutz erneuern</li> <li>- GOV (Gas-hydraulische) -Antriebe durch EO/EHOV (Elektro-hydraulische) Antriebe ersetzen</li> <li>- Erdungs- u. Blitzschutz erneuern</li> <li>- Wege u. Oberflächen</li> <li>- Zaun- u. Torreparatur</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition dient zur Aufrechterhaltung der Zuverlässigkeit und eines gefahrlosen Betriebs am TAG Rohrleitungssystem.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: In Evaluierung, da ein Austausch von Armaturen möglich ist.</p>		

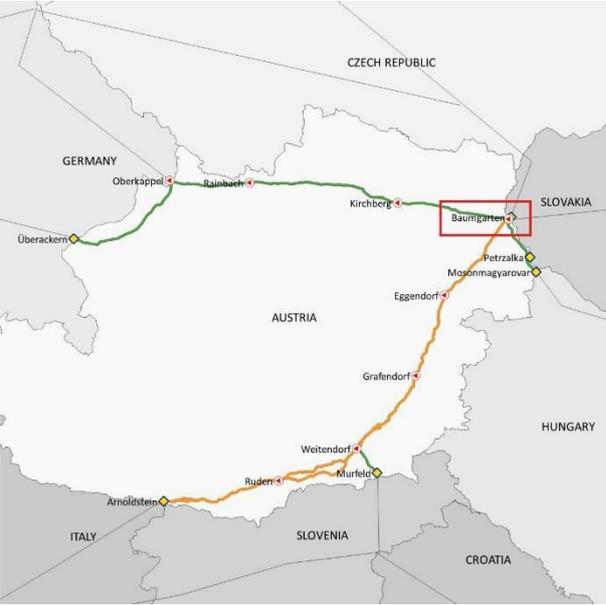
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Nein		
<b>Technische Daten:</b> Keine Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten aktuell vorgesehen.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2018: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2018) aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2019: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2020: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2021: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2018: Planungsphase KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Planungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2019: Ökonomische Daten KNEP 2020: Zeitplan KNEP 2021: Zeitplan, ökonomische Daten		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2018: Genehmigt als Projekt KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2019/R07 Exchange of Leaking Valve CS Ruden</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2019/R07		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022		
<b>Projektziel:</b>	Vier Gaskühlerarmaturen in der Verdichterstation Ruden sind undicht und müssen ausgetauscht werden.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aushub und Grabarbeiten, Freilegen der Rohrleitungsbereiche und Armaturen</li> <li>- Austausch der Armatur</li> <li>- Beschichtungen an Armaturen</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine		

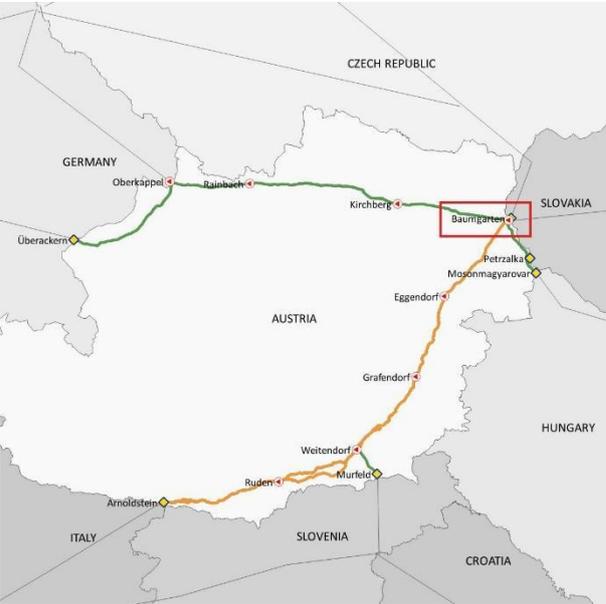
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu einer Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                      KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 40% zu verstehen.                      KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.                      KNEP 2021: XX€ aus Kostenschätzung durch EPCM Auftragnehmer. Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                      KNEP 2019: Planungsphase                      KNEP 2020: Beschaffungsphase                      KNEP 2021: Engineering &amp; Procurement Phase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2021: Ökonomische Daten und Zeitplan</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                      KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung                      KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung                      KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2019/R09 DLE 1.5 + 72 hole PT module BC500 in CS Baumgarten</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2019/R09		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q1/2022		
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Projektziel ist das Upgrade des bestehenden Gasgenerators des C500 des Typs PGT 25 DLE 1.0 in der Kompressorstation Baumgarten mit der neuen Technologie DLE 1.5 XTend. Zusätzlich werden die Hilfssysteme wie z. B. Brenngas-Skid, Ausblaseventile und Leitungen oder Absperrventile an den neuen Gas-Generator angepasst.</p> <p>Außerdem ist der alte 46 Loch-Gehäuseflansch nicht mehr lieferbar. Daher soll die Nutzturbine auf den neuen 72 Loch-Gehäuseflansch upgedradet werden.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch des Gasgenerators</li> <li>- Austausch der Nutzturbine</li> <li>- Austausch / Anpassen der Hilfssysteme.</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Es ist geplant anstelle des eigentlich fälligen Major Overhalls (50.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.</p> <p>Das Upgrade des Gasgenerators auf DLE1.5 wird die Reduktion der NOx und CO-Emissionen gemäß dem neuesten Technologiestandard gewährleisten. Der Einsatz von XTend-Teilen</p>		

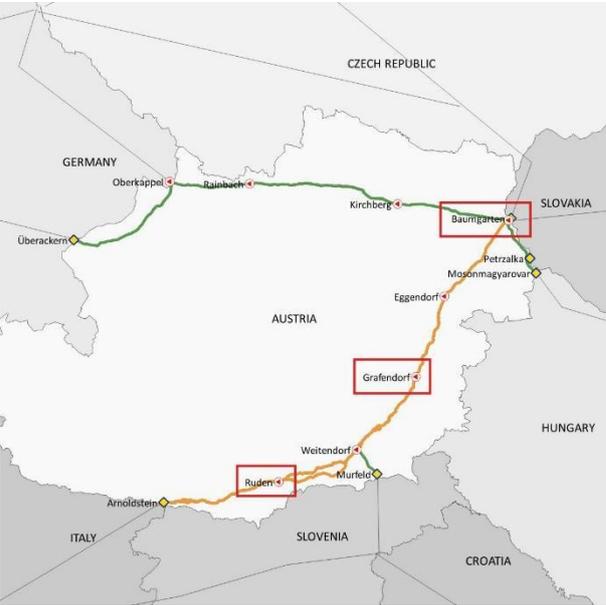
<p>beim Gasgenerator ermöglicht das Überspringen des 25.000 Betriebsstundenservices und resultiert in einer Reduktion der Wartungskosten.</p> <p>Die 46 Loch-Gehäuseflansche für-PGT25 Gasturbinen sind obsolet und die Produktion wurde eingestellt. Um einen zuverlässigen Betrieb der Kompressor-Einheiten zu gewährleisten, soll die PGT 25 Gasturbine mit dem 46 Loch-Gehäuseflansch auf einen neuen 72 Loch-Gehäuseflansche upgraded werden.</p>		
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> TAG 2020/R02 Exchange of Electricity Switching System N11 will be realized in coordination with this project.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2019: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2019). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2019: Planungsphase KNEP 2020: Engineering KNEP 2021: Umsetzungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Neine</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2020: Keine KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2019: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2020: Fortführung ohne Abänderung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2020/R01 DLE 1.5 hole PT module BC600 in CS-Baumgarten</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R01		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022		
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Projektziel ist das Upgrade des bestehenden Gasgenerators des C600 des Typs PGT 25 DLE 1.0 in der Kompressorstation Baumgarten mit der neuen Technologie DLE 1.5 XTend. Zusätzlich werden die Hilfssysteme wie z. B. Brenngas-Skid, Ausblaseventile und Leitungen oder Absperrventile an den neuen Gas-Generator angepasst. Außerdem erfolgt ein Upgrade der 72-Loch Turbine.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	<div style="display: flex; align-items: flex-start;">  <div style="margin-left: 20px;"> <p>Folgende Investitionen sind für die Projektumsetzung notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch des Gasgenerators</li> <li>- Upgrade der Nutzturbine</li> <li>- Austausch / Anpassen der Hilfssysteme.</li> <li>- Zusätzliche Installation eines E-Starters</li> <li>- Austausch des Exhaust-Plenums</li> </ul> </div> </div>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Es ist geplant anstelle des eigentlich fälligen Major Overhalls (50.000 hours), ein Upgrade auf die neue DLE 1.5 XTend Technologie durchzuführen.</p> <p>Das Upgrade des Gasgenerators auf DLE1.5 wird die Reduktion der NOx und CO-Emissionen gemäß dem neuesten Technologiestandard gewährleisten. Der Einsatz von XTend-Teilen beim Gasgenerator ermöglicht das Überspringen des 25.000 Betriebsstundenservices zu</p>		

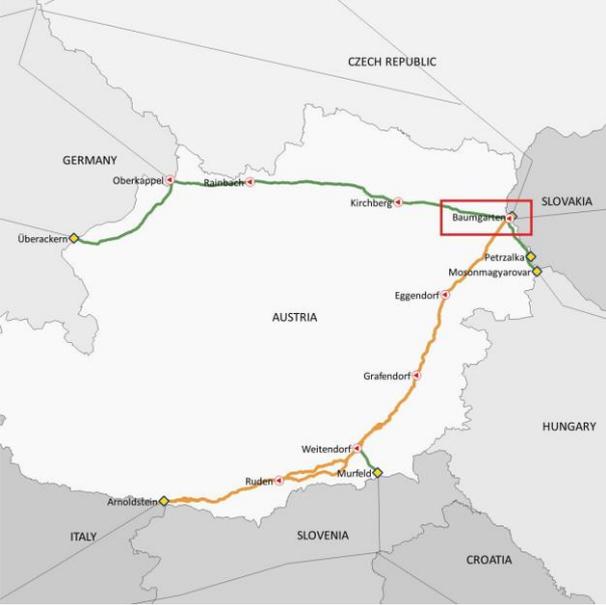
<p>einem 50.000 Betriebsstundenservice und resultiert in einer Reduktion der Wartungskosten.</p>		
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Keine</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazität.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Planungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2021: Ökonomische Daten</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen (Ökonomische Daten)</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2020/R02 Exchange of Electricity Switching System N11 CS-B</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R02		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022		
<b>Projektziel:</b>			
<p>Das Projektziel ist der Austausch der Schaltanlage „N11“, um die Verfügbarkeit von Ersatzteilen zu gewährleisten, da aufgrund des Alters der Schaltanlage derzeit keine Ersatzteile vorhanden sind. Außerdem soll eine Redundanz der Niederspannungs-Energieversorgung zwischen Maschinensteuerungsgebäude und Niederspannungsraum erzeugt werden.</p>			
<b>Projektbeschreibung:</b>			
		<p>Es ist geplant die Niederspannungsschaltanlage „N11“ im Maschinensteuerungsgebäude zu ersetzen, über welche momentan die MCCs (C600, C700, C800), sowie weitere Verbraucher angeschlossen sind.</p> <p>Die geplanten Arbeiten sollen in Koordination mit dem DLE 1.5 Projekt erfolgen.</p> <p>Im Jahr 2021 werden die Hauptarbeiten stattfinden, wie die Installation der neuen Schaltanlage, die Kabelverlegung zwischen Maschinensteuerungsgebäude und Versorgungsraum (redundante Ausführung) sowie der Anschluss der Einheiten betreffend BC500. Zusätzlich sind die bestehenden Leistungsschalter in der Niederspannungshauptverteilung NSHV04/05 auszutauschen und Modifikationen im Abgangsfeld durchzuführen, welche eine Stillstandszeit der Kompressorstation Baumgarten von ca.</p>	

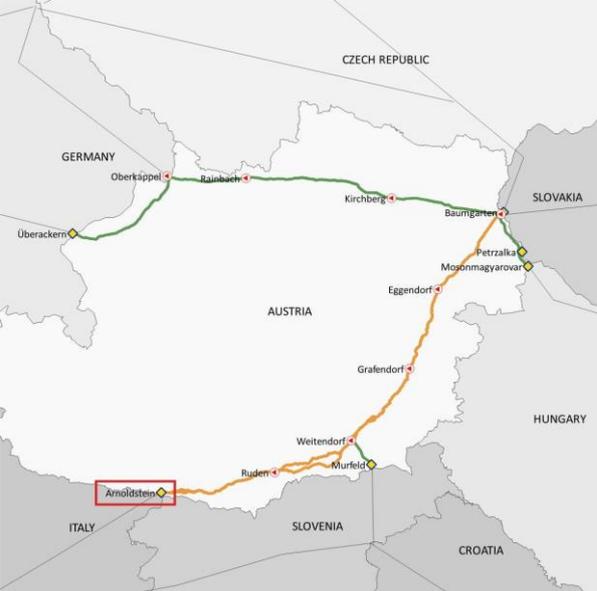
<p>4 Tagen zur Folge hat.</p> <p>Im Jahr 2022 erfolgt der Anschluss der Einheiten betreffend BC600 sowie der Umschluss der restlichen Einheiten inklusive Nebenaggregate auf die „neue N11 Schaltanlage“.</p>		
<p><b>Projektbegründung:</b></p> <p>Um die Verfügbarkeit von Ersatzteilen für die Leistungsschalter der Niederspannungsschaltanlage „N11“ zu gewährleisten, welche derzeit aufgrund des Alters der Schaltanlage nicht vorhanden sind und um eine Redundanz der Niederspannungs-Energieversorgung zwischen Maschinensteuerungsgebäude und Niederspannungsraum zu ermöglichen, wird dieses Projekt umgesetzt.</p>		
<p><b>Besonders zu beachten:</b></p> <p>Auswirkungen während der Arbeiten auf die Transportkapazität: Stillstandszeit der Kompressorstation Baumgarten von ca. 4 Tagen (während des Austauschs der Leistungsschalter im Versorgungsraum und Modifikationen an der Sammelschiene)</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b></p> <p>Das Projekt wird in Koordination mit den DLE 1.5 Projekten realisiert werden, um Kosteneffizienz zu ermöglichen.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b></p> <p>Es kommt zu keiner Veränderung der bestehenden technischen Transportkapazität nach der Realisierung des Projekts.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b></p> <p>KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p> <p>KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung versteht sich mit einer Genauigkeit von +/- 25%.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b></p> <p>Auswirkungen während der Arbeiten auf die Transportkapazität: Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b></p> <p>KNEP 2020: Engineering</p> <p>KNEP 2021: Engineering</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b></p> <p>KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b></p> <p>KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung</p> <p>KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2020/R03 Valves Replacement, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R03		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2026		
<b>Projektziel:</b>	Austausch der bestehenden Armaturen in den Kompressorstationen Baumgarten, Grafendorf und Ruden. Die Armaturen werden aufgrund des Alters und/oder des Dichtheitsverlusts ausgetauscht.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der Armaturen</li> <li>- Armaturen mit Antrieb werden in Synergie mit dem Austausch der Antriebe (eigenes Projekt) durchgeführt</li> <li>- SIL Level ist zu garantieren (falls notwendig)</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Ja		

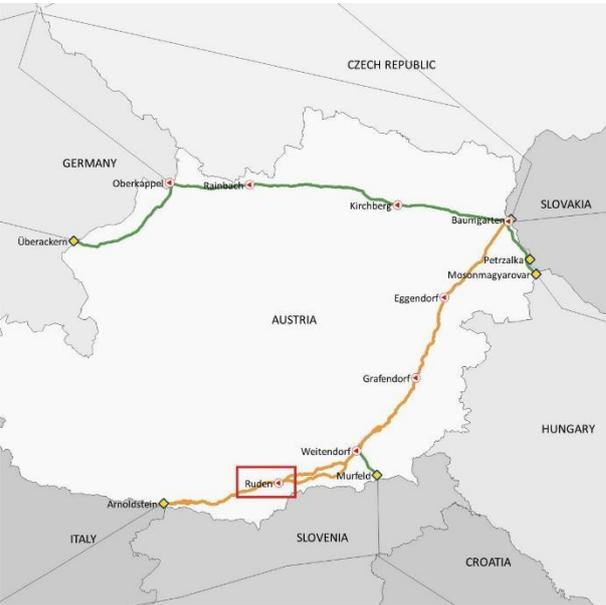
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b>                  TAG 2016/R11 Replacement of Gashydraulic Actuators,                  TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO,                  TAG 2017/R05 Replacement E-Actuators Filter Separators &amp; Metering Station MS2 CS-Baumgarten</p>		
<p><b>Technische Daten:</b>                  Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.                  KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 15% zu verstehen.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2020: Planungsphase                  KNEP 2021: Engineering &amp; Procurement Phase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2021: Geplante Fertigstellung, Ökonomische Daten</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung                  KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen (Zeitplan, Kosten)</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2020/R04 New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R04		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2021		
<b>Projektziel:</b>	<p>Anpassung der vorhandenen Messstation, um die nicht benötigten Ein- und Ausgangssektionen nach der Kalibrierung zu demontieren. Installation von Strömungsgleichrichter um die Verwirbelungen zu beeinflussen. Die Installation ist notwendig zur Datenerfassung und Signaldiagnostik der Ultrasonic Flow Meters (USM) inklusive eines Software Updates.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Unabhängiges Messsystem A und Messsystem B</li> <li>- Installation von Strömungsgleichrichter</li> <li>- Installation von zusätzlichen Kabeln für Datenerfassung und Signaldiagnose</li> <li>- Software-Aktualisierung von USM</li> <li>- Rekalibrierung von Zählerläufen</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition ist notwendig um Ein- und Ausgangsmessstrecken die nicht benötigt werden zu demontieren, um die Ergebnisse des Kalibrierlabors sicherzustellen und zur Installation von Strömungsgleichrichter. Die Rekalibrierung muss alle 5 Jahre durchgeführt werden, um die Richtlinien zu erfüllen.</p> <p>Das Software Update ist notwendig für die Datenerfassung und Signaldiagnose.</p>		

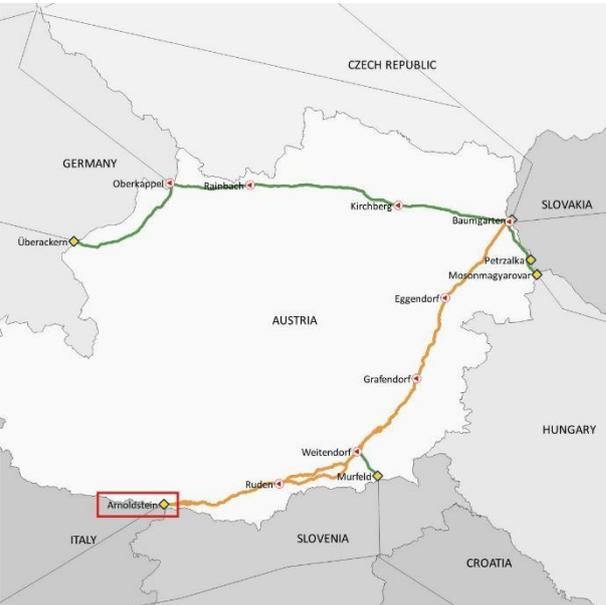
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> TAG 2020/R05/ New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 30% zu verstehen. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 30% zu verstehen.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Umsetzungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2020/R05 New Flanges – Measurement Optimization MS Arnoldstein</b>	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R05	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b> 31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b> Weitergeführtes genehmigtes Projekt ohne Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022	
<b>Projektziel:</b>	<p>Anpassung der vorhandenen Messstation, um die nicht benötigten Ein- und Ausgangssektionen nach der Kalibrierung zu demontieren. Installation von Strömungsgleichrichter um die Verwirbelungen zu beeinflussen. Die Installation ist notwendig zur Datenerfassung und Signaldiagnostik der Ultrasonic Flow Meters (USM) inklusive eines Software Updates.</p>	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Unabhängiges Messsystem A und Messsystem B</li> <li>- Installation von Strömungsgleichrichter</li> <li>- Installation von zusätzlichen Kabeln für Daten-erfassung und Signaldiagnose</li> <li>- Software-Aktualisierung von USM</li> <li>- Rekalibrierung von Zählerläufen</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition ist notwendig um Ein und Ausgangsmessstrecken die nicht benötigt werden zu demontieren, um die Ergebnisse des Kalibrierlabors sicherzustellen und zur Installation von Strömungsgleichrichter. Die Rekalibrierung muss alle 5 Jahre durchgeführt werden, um die Richtlinien zu erfüllen.</p>	

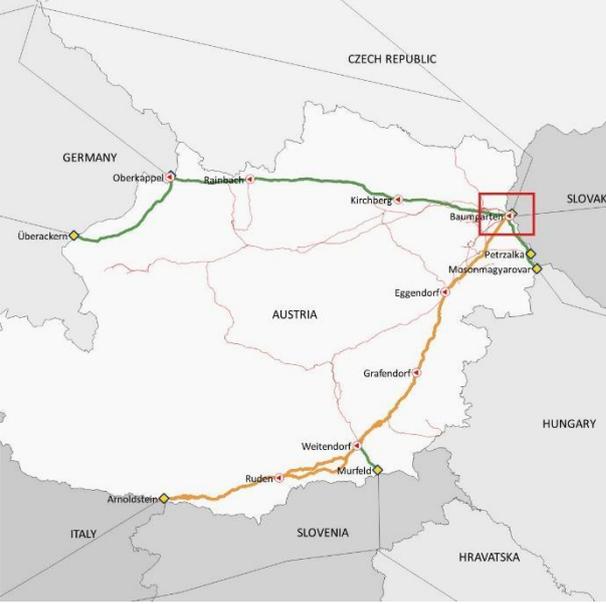
Das Software Update ist notwendig für die Datenerfassung und Signaldiagnose.		
<b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Keine		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> TAG 2020/R04 New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B		
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 30% zu verstehen. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 30% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Planungsphase KNEP 2021: Engineeringsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2021: Keine		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2021: Fortführung ohne Abänderung		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2020/R06 Optimization TUCOs, CS-Ruden</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2020/R06		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Weitergeführtes genehmigtes Projekt mit Abänderung
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2024		
<b>Projektziel:</b>	<p>Nach dem Restaging das während dem NOxER2 Projekt durchgeführt wurde, haben sich die Schwingungsprobleme des TUCOs vergrößert. Modifikationen sind erforderlich, um die Vibrationspegel zu senken.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Austausch der Turbokompressorbündel</li> <li>- Ersetzen der Ein- und Auslassrohrspule</li> <li>- Ersetzen der TUCO-Instrumente an den Prozessleitungen</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition dient der Zuverlässigkeit und Sicherheit des Betriebs am TAG Verdichterstation.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein</p>		

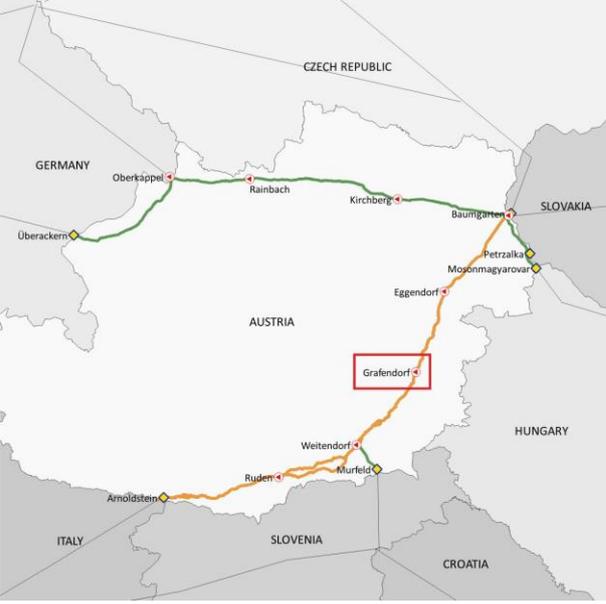
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Keine		
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2020: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2020). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen. KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2020: Durchführungsphase KNEP 2021: Durchführungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> KNEP 2021: Geplante Fertigstellung, ökonomischen Daten		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2020: Einreichung zur Genehmigung KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung im Umfang der Abänderungen (Zeitplan und ökonomischen Daten)		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2021/R01 Exchange of Insulation Joints Ludmannsdorf &amp; Arnoldstein</b>	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2021/R01	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023	
<b>Projektziel:</b>	<p>Die letzte Evaluierung der Isolierkupplungen hat ergeben, dass drei nicht mehr vollständig elektrisch isolieren und somit keinen ausreichenden Korrosionsschutz bieten. Daher wurde ein Austausch bzw. in einem Fall zusätzlich eine örtliche Versetzung empfohlen.</p>	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Aushub- und Erdarbeiten zur Freilegung der Rohrleitungen und Isolierkupplungen,</li> <li>- Recompression zur Emissionsminderung,</li> <li>- Austausch und Versetzen von Isolierkupplungen: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Ludmannsdorf TAG I Intake 36" (Austausch)</li> <li>• Arnoldstein TAG II Intake 42" (Austausch)</li> <li>• Arnoldstein TAG II Outtake 42" (Austausch und Versetzen)</li> </ul> </li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Die Investition ist aus sicherheitstechnischen Gründen und aus Gründen der Anlagenzuverlässigkeit notwendig.</p>	
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: JA</p>	

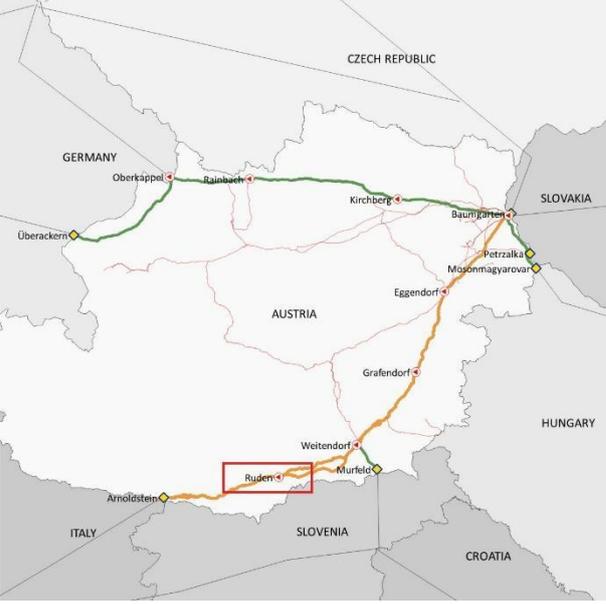
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Keine		
<b>Technische Daten:</b> Keine Auswirkung auf Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> CNDP 2021: Geplante Investmentkosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/-15% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Planungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b> Keine		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2021/R02 - A Cable ways concept, CS-Baumgarten</b>	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2021/R02 - A	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022	
<b>Projektziel:</b>		
<p>Erstellung eines Kabelzugsystems, das im Zuge des Austausches der Armaturentriebe in den Verdichterstationen verwendet wird, und auch für geplante und noch unbekannte Erweiterungs-, Umbau- und Sanierungsmaßnahmen genutzt werden kann.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>		
		<ul style="list-style-type: none"> <li>- Erstellung von finalisierten Konzepten für jede Verdichterstation</li> <li>- Erstellung von Standards bezüglich Kabelschutzrohre und Kabelziehschächten für alle Standorte</li> <li>- Errichtung der neuen Kabelzugsysteme in der jeweiligen Verdichterstation</li> </ul>
<b>Projektbegründung:</b>		
<p>Um eine nachhaltige und konsequente Weiterentwicklung von Kabelwegen zu gewährleisten, die den bereits geplanten Projekten gerecht werden und flexibel genug sind, um sich an die zukünftigen langfristigen Bedürfnisse anzupassen, wurde ein Kabelzugsystem für die gesamte TAG erarbeitet.</p> <p>Das Projekt wird erhebliche Einsparungen bei zukünftigen CAPEX-Projekten ermöglichen, da neue Aushubarbeiten vermieden werden können.</p>		

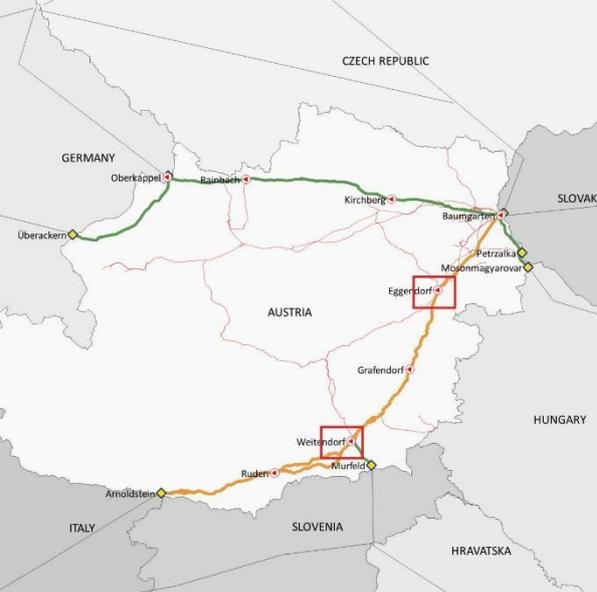
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> TAG 2016/R11 Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden TAG 2016/R12 SCS Replacement TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO TAG 2017/R05 Baumgarten Filter Separators metering station MS2 Electrical Actuators TAG 2020/R04 New Flanges – Measurement Optimization MS2 CS-B</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 15% zu verstehen.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Engineering und Umsetzungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2021/R02–B Cable ways concept Grafendorf</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2021/R02-B		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023		
<b>Projektziel:</b>	<p>Erstellung eines Kabelzugsystems, das im Zuge des Austausches der Armaturentriebe in den Verdichterstationen verwendet wird, und auch für geplante und noch unbekannte Erweiterungs-, Umbau- und Sanierungsmaßnahmen genutzt werden kann.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Erstellung von finalisierten Konzepten für jede Verdichterstation</li> <li>- Erstellung von Standards bezüglich Kabelschutzrohre und Kabelziehschächten für alle Standorte</li> <li>- Errichtung der neuen Kabelzugsysteme in der jeweiligen Verdichterstation</li> </ul>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Um eine nachhaltige und konsequente Weiterentwicklung von Kabelwegen zu gewährleisten, die den bereits geplanten Projekten gerecht werden und flexibel genug sind, um sich an die zukünftigen langfristigen Bedürfnisse anzupassen, wurde ein Kabelzugsystem für die gesamte TAG erarbeitet.</p> <p>Das Projekt wird erhebliche Einsparungen bei zukünftigen CAPEX-Projekten ermöglichen, da neue Aushubarbeiten vermieden werden können.</p>		

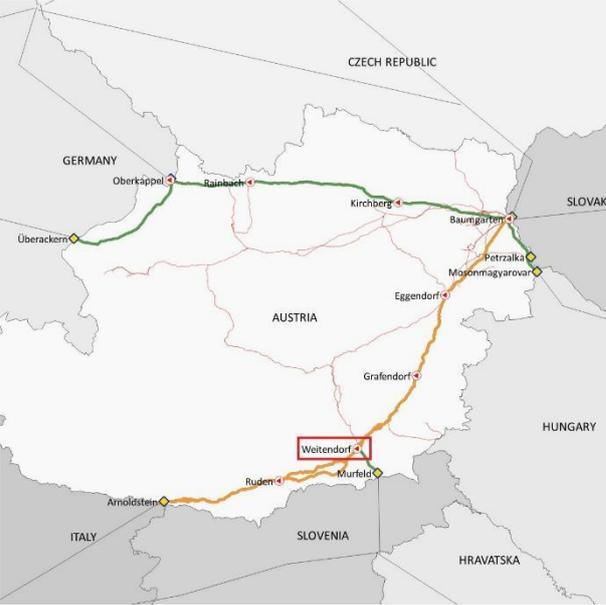
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> TAG 2016/R11 Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden TAG 2016/R12 SCS Replacement TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 15% zu verstehen.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Engineering und Umsetzungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2021/R02–C Cable ways concept, CS- Ruden</b>	
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2021/R02-C	
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH	
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b> 31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b> Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b> Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2026	
<b>Projektziel:</b>	Erstellung eines Kabelzugsystems, das im Zuge des Austausches der Armaturentriebe in den Verdichterstationen verwendet wird, und auch für geplante und noch unbekannte Erweiterungs-, Umbau- und Sanierungsmaßnahmen genutzt werden kann.	
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <ul style="list-style-type: none"> <li>- Erstellung von finalisierten Konzepten für jede Verdichterstation</li> <li>- Erstellung von Standards bezüglich Kabelschutzrohre und Kabelziehschächten für alle Standorte</li> <li>- Errichtung der neuen Kabelzugsysteme in der jeweiligen Verdichterstation</li> </ul>	
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Um eine nachhaltige und konsequente Weiterentwicklung von Kabelwegen zu gewährleisten, die den bereits geplanten Projekten gerecht werden und flexibel genug sind, um sich an die zukünftigen langfristigen Bedürfnisse anzupassen, wurde ein Kabelzugsystem für die gesamte TAG erarbeitet.</p> <p>Das Projekt wird erhebliche Einsparungen bei zukünftigen CAPEX-Projekten ermöglichen, da neue Aushubarbeiten vermieden werden können.</p>	

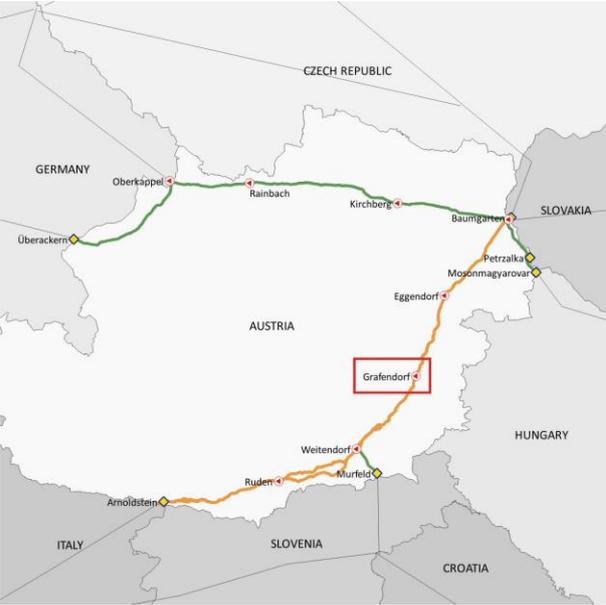
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Mögliche Auswirkung auf Verfügbarkeit von Transportkapazitäten während der Umsetzung: Nein</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> TAG 2016/R11 Replacement of Gashydraulic Actuators, CS-Baumgarten, Grafendorf and Ruden TAG 2016/R12 SCS Replacement TAG 2017/R04 Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 15% zu verstehen.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Engineeringsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2021/R03 Substitution MKVI CS Eggendorf</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2021/R03		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2024		
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Projektziel ist der Austausch des MKVI Maschinensteuerungssystems der Einheiten EC100, EC200 und EC300 in der VS Eggendorf, da das Ende des Lebenszyklus erreicht wurde, die Wartung nicht mehr unterstützt wird und keine Ersatzteile mehr verfügbar sind.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Das Projekt wird in der Verdichterstation Eggendorf für die Verdichtereinheiten EC100, EC200 und EC300 abgewickelt. Der Austausch des bestehenden Control Panels MKVI SIMPLEX durch ein neues Unit Control System (UCS) MKVIe, inklusive Mark*VleS Safety System (SIL konform), ist für dieses Projekt vorgesehen. Die Brandmelde- und Gaswarnanlage, Alarmsysteme und Discharge Einrichtungen werden mit der neuen Mark*VleS Sicherheit verbunden und durch diese gesteuert.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Um die Zuverlässigkeit des Gastransports der Verdichterstation Eggendorf zu gewährleisten, ist das Maschinensteuerungssystem aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Ersatzteilen und aufgrund des Erreichens des Lebenszyklusendes zu erneuern.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Der Austausch des Steuerungssystems der Einheiten wird stufenweise und nicht gleichzeitig erfolgen, damit keine Transporteinschränkungen während der Umsetzungsphase vorliegen.</p>		

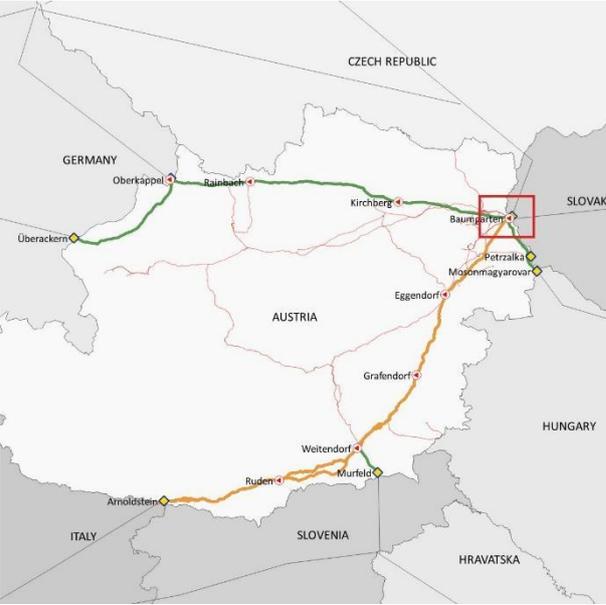
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Dieses Projekt wird in Koordination mit dem Austausch des MKVI Systems der Einheiten WC100, WC200 und WC300 in der Verdichterstation Weitendorf erfolgen um Synergien während der Engineering Phase zu ermöglichen.		
<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Contracting		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2021/R04 Substitution MKVI CS Weitendorf</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2021/R04		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023		
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Projektziel ist der Austausch des MKVI Maschinensteuerungssystems der Einheiten EC100, EC200 und EC300 in der VS Eggendorf, da das Ende des Lebenszyklus erreicht wurde, die Wartung nicht mehr unterstützt wird und keine Ersatzteile mehr verfügbar sind.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Das Projekt wird in der Verdichterstation Eggendorf für die Verdichtereinheiten WC100, WC200 und WC300 abgewickelt. Der Austausch des bestehenden Control Panels MKVI SIMPLEX durch ein neues Unit Control System (UCS) MKVIe, inklusive Mark*VleS Safety System (SIL konform), ist für dieses Projekt vorgesehen. Die Brandmelde- und Gaswarnanlage, Alarmsysteme und Discharge Einrichtungen werden mit der neuen Mark*VleS Sicherheit verbunden und durch diese gesteuert.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	<p>Um die Zuverlässigkeit des Gastransports der Verdichterstation Eggendorf zu gewährleisten, ist das Maschinensteuerungssystem aufgrund der Nichtverfügbarkeit von Ersatzteilen und aufgrund des Erreichens des Lebenszyklusendes zu erneuern.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Der Austausch des Steuerungssystems der Einheiten wird stufenweise und nicht gleichzeitig erfolgen, damit keine Transporteinschränkungen während der Umsetzungsphase vorliegen.</p>		

<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b> Dieses Projekt wird in Koordination mit dem Austausch des MKVI Systems der Einheiten EC100, EC200 und EC300 in der Verdichterstation Weitendorf erfolgen, um Synergien während der Engineering Phase zu ermöglichen.</p>		
<p><b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Contracting</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b></p>		
<p><b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung</p>		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2021/R05 Upgrade Power Turbine GC600 in CS Grafendorf</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2021/R05		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2023		
<b>Projektziel:</b>	Das Projektziel ist der Austausch der Powerturbine der Einheit GC600 in der Verdichterstation Grafendorf statt der Durchführung des Major Overhals.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die Powerturbine der Einheit GC600 wird gemäß aktueller Prognosen 50.000 Laufstunden im Jahr 2023 erreichen. Dieses Projekt sieht ein Upgrade (Austausch) der Turbine vor, um diese Einheit auf den Stand der Technik zu bringen.</p>		
<b>Projektbegründung:</b>	Vorgeschriebenes Major Overhaul nach Erreichen der 50.000 Laufstunden.		
<b>Besonders zu beachten:</b>	Die Powerturbine wird mit durch ein neues 72-Loch Modell ausgetauscht, um das Laufzeitintervall von 25.000 auf 50.000 Stunden zu erhöhen.		
<b>Konnex zu anderen Projekten:</b>	Keine		

<b>Technische Daten:</b> Es kommt zu keiner Veränderung bestehender technischer Transportkapazitäten.		
<b>Ökonomische Daten:</b> KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostenbasis 2021). Die Kostenschätzung ist mit einer Genauigkeit von +/- 25% zu verstehen.		
<b>Kapazitätsauswirkung:</b> Keine		
<b>Projektphase:</b> KNEP 2021: Planungsphase		
<b>TYNDP:</b> Nein	<b>PCI-Status:</b> Nein	<b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein
<b>Projektänderung:</b>		
<b>Projektstatus:</b> KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung		

<b>Projektname:</b>	<b>TAG 2021/R06-A Upgrade of safety and control loops CS Baumgarten</b>		
<b>Projektnummer:</b>	TAG 2021/R06-A		
<b>Projektträger:</b>	Trans Austria Gasleitung GmbH		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Datum:</b>	31.08.2021
<b>Projektart:</b>	Ersatzinvestitionsprojekt	<b>Projektkategorie:</b>	Neues Projekt
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Wirtschaftlichkeitsprüfung nach CAM NC:</b>	Nein
<b>Geplante Fertigstellung:</b>	Q4/2022		
<b>Projektziel:</b>	<p>Die HAZOP- und SIL-Bewertung, die während des SCS-Projekts in Anwesenheit des TÜV durchgeführt wurde, und die vorläufigen Berechnungen der Ex-i-Schleifen haben mehrere Mängel in der Feldinstrumentierung gezeigt, die dazu führen, dass Feldinstrumente, Kabel und Taster ausgetauscht werden müssen. In einigen Fällen sind auch mechanische Arbeiten erforderlich, um zusätzliche Instrumente an Rohrleitungen zu installieren. Auch Geräte, die nicht direkt an Sicherheitsschleifen beteiligt sind, aber die Altersgrenze erreichen, müssen erneuert werden, um eine korrekte Schnittstelle mit der neuen Stationssteuerung, sowie die Verfügbarkeit von Ersatzteilen sicherzustellen.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 2; padding-left: 10px;"> <p>Folgende Investitionen sind für das Projekt notwendig:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ersatz von Feldinstrumenten, Kabeln und Tastern</li> <li>- Mechanische Arbeiten, um zusätzliche Instrumente an Rohrleitungen zu installieren</li> <li>- Geräte, die nicht direkt an Sicherheitsschleifen beteiligt sind, aber die Altersgrenze erreichen, müssen erneuert werden, um eine korrekte Schnittstelle mit der neuen Stationssteuerung, sowie die Verfügbarkeit von Ersatzteilen sicherzustellen.</li> <li>- Die Schaltschränke, die das neue Leitsystem versorgen, sind alt und haben eine begrenzte Kapazität, daher ist auch ein Austausch notwendig.</li> <li>- Alle Hilfssysteme (CEMS, F&amp;G,</li> </ul> </div> </div>		

<p>Niederspannung, Trocknung usw.) müssen aufgerüstet werden, um eine korrekte Kommunikation mit dem neuen Leitsystem zu gewährleisten. Eine allgemeine Restaurierung des Kontrollraums ist ebenfalls erforderlich.</p> <p>- Die gesamte Dokumentation muss entsprechend der Ist-Situation aktualisiert werden.</p>		
<p><b>Projektbegründung:</b>                  Konkret wird dieses Projekt erforderlich, um den Nord-Süd Korridor zu unterstützen, die Marktisolation zu verringern, die Versorgungssicherheit Tschechiens und Österreichs zu erhöhen und Transportrouten für alternative Gasquellen zu ermöglichen.</p>		
<p><b>Besonders zu beachten:</b>                  Die Inhalte der technischen Studien zum Projekt („vertrauliche Beilagen“) bleiben unverändert und gültig gemäß Netzentwicklungsplan 2017 von Gas Connect Austria aufrecht.</p>		
<p><b>Konnex zu anderen Projekten:</b>                  Das Projekt steht in direktem Zusammenhang mit den Komplementärprojekten:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- TAG 2016/R12 SCS Replacement CS-B-G-R</li> <li>- TAG 2021/R02 Cable ways concept</li> </ul>		
<p><b>Technische Daten:</b>                  Keine Änderung der Transportkapazitäten.</p>		
<p><b>Ökonomische Daten:</b>                  KNEP 2021: Geplante Investitionskosten XX € (Kostengenauigkeit +/-25%).</p>		
<p><b>Kapazitätsauswirkung:</b>                  Keine</p>		
<p><b>Projektphase:</b>                  KNEP 2021: Umsetzungsphase</p>		
<p><b>TYNDP:</b> Nein</p>	<p><b>PCI-Status:</b> Nein</p>	<p><b>CBCA-Entscheidung:</b> Nein</p>
<p><b>Projektänderung:</b>                  KNEP 2021: Keine</p>		
<p><b>Projektstatus:</b>                  KNEP 2021: Einreichung zur Genehmigung</p>		

## Anhang 2:





## FNB Gas - Stellungnahme

zur Konsultation des Koordinierten  
Netzentwicklungsplans 2021

Berlin, 11. November 2021

### **Über FNB Gas:**

*Die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) mit Sitz in Berlin ist der 2012 gegründete Zusammenschluss der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, also der großen überregionalen und grenzüberschreitenden Gastransportunternehmen. Ein inhaltlicher Schwerpunkt der Vereinigung ist der Netzentwicklungsplan Gas, der seit 2012 durch die Fernleitungsnetzbetreiber erstellt wird. Zudem vertritt die Vereinigung ihre Mitglieder auch als Ansprechpartner gegenüber Politik, Medien und Öffentlichkeit.*

*Mitglieder der Vereinigung sind die Unternehmen bayernets GmbH, Fluxys TENP GmbH, Ferngas Netzgesellschaft mbH, GASCADE Gastransport GmbH, Gastransport Nord GmbH, Gasunie Deutschland Transport Services GmbH, GRTgaz Deutschland GmbH, Nowega GmbH, ONTRAS Gastransport GmbH, Open Grid Europe GmbH, terranets bw GmbH und Thyssengas GmbH. Sie betreiben zusammen ein rund 40.000 Kilometer langes Leitungsnetz.*

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. • Georgenstr. 23 • 10117 Berlin • [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de)



Sehr geehrte Damen und Herren,

wir möchten uns für die Möglichkeit bedanken, an der Konsultation zum KNEP 2021 teilzunehmen. Nachfolgend finden Sie eine gemeinsame Stellungnahme der Mitglieder des Verbandes der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas). Die enge Zusammenarbeit mit den angrenzenden Fernleitungsnetzbetreibern in den Nachbarländern ist unseres Erachtens sowohl zur Optimierung des Gasaustausches als auch zum Aufbau der leitungsgebundenen Wasserstoffinfrastruktur sinnvoll und notwendig.

Das ehrgeizige Ziel der Europäischen Union, bis 2050 Klimaneutralität zu erreichen, wird die Wertschöpfungskette Gas nachhaltig verändern und einen erheblichen Transformationsprozess auslösen. Wie in der Nationalen Wasserstoffstrategie (NWS) skizziert, soll Wasserstoff ein Eckpfeiler für die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands im globalen Maßstab werden. Kürzlich wurde das deutsche Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) novelliert, um eine Regelung für Wasserstoffnetze aufzunehmen.

Die Bemühungen der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) für den Aufbau einer deutschen Wasserstoffinfrastruktur werden durch die jüngsten Entwicklungen untermauert. Ausgehend von einzelnen Projekten werden sich mittelfristig regionale Cluster bilden, die den Weg für ein überregionales grenzüberschreitendes Wasserstoffnetz ebnen. Ein Beispiel ist das H2EU+Store-Projekt, an dem auch unsere Mitglieder bayernets und OGE beteiligt sind, um Wasserstoff von der Ukraine über die Slowakei und Österreich nach Deutschland zu transportieren.

Im Januar 2020 haben die FNB in einem ersten konkreten Schritt das „visionäre Wasserstoffnetz“ mit einer Länge von 5.900 km (90 Prozent davon aus umzustellenden Leitungen) veröffentlicht. Das visionäre Netz verbindet deutschlandweit Erzeugungs- und Verbrauchsschwerpunkte und erreicht relevante Speicher und Grenzübergangspunkte. Durch die Verbindung des Wasserstoffnetzes mit Wasserstoffinfrastrukturen in europäischen Nachbarländern wäre der europaweite Austausch von Wasserstoff bereits weit vor 2040 möglich.

Eine erste Marktabfrage zu Grüngas-Projekten im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2020 sowie die jüngste Marktabfrage zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Gas 2022-2032 (Wasserstoffabfrage Erzeugung und Bedarf) mit 500 eingereichten Projekten haben bewiesen, dass in Deutschland eine erhebliche Nachfrage nach Wasserstoff besteht. Die umfangreiche Beteiligung des Marktes sowie der Anstieg der eingereichten Projekte zeigt deutlich den stetig wachsenden Bedarf an Wasserstoff als alternativen Energieträger in Deutschland. So sind den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern für das Jahr 2032 ca. 231 TWh, für 2040 ca. 427 TWh und für 2050 ca. 598 TWh an Ausspeisebedarf im Rahmen der WEB-Marktabfrage gemeldet worden. Allein in Bayern liegt der Wasserstoffbedarf für Projekte mit direktem Anschluss an das Fernleitungsnetz im Jahr 2032 bei 7,17 GWh/h (ohne Bedarfe der Verteilernetzebene).

Um diesen hohen Wasserstoffbedarf zu versorgen, ist eine effiziente und kostengünstige Netzausbauplanung unter Berücksichtigung von H2-Bereitstellungspotentialen aus dem angrenzenden Ausland erforderlich.

Zur Deckung des Wasserstoffbedarfs in Deutschland werden zusätzlich zu europäischen auch Wasserstoffquellen aus dem außereuropäischen Ausland benötigt. Die Vernetzung des deutschen Wasserstoffnetzes mit den Nachbarländern ist daher unumgänglich. Vor diesem Hintergrund haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber die ausländischen Netzbetreiber, genauso wie Betreiber von Speicheranlagen aufgerufen, sich an der Konsultation zum Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan



Gas 2022 – 2032 zu beteiligen, um ihr H<sub>2</sub>-Bereitstellungspotenzial für den Export nach Deutschland zu melden. Diesem Aufruf sind u.a. Netzbetreiber aus den Niederlanden, Belgien, Frankreich und Tschechien gefolgt und haben dargelegt, welche H<sub>2</sub>-Bereitstellungspotentiale sie – teilweise unter Angabe konkreter Zahlenwerte – für den kurz-, mittel- und langfristigen Zeitraum sehen. Aus Sicht der deutschen FNB kann auch die deutsch-österreichische Grenze in Zukunft ein wichtiger Importpunkt für den deutschen Markt werden, da in Süd- und Osteuropa sowie in der Ukraine ein enormes Potenzial an erneuerbarem und klimaneutralem Wasserstoff vorhanden ist. Vor diesem Hintergrund halten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber es für begrüßenswert, wenn der grenzüberschreitende Transport zwischen Österreich und Deutschland beiderseits gefördert wird, um einen schnellen und effizienten Wasserstoffnetzaufbau als wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung zu erreichen. Hierfür regen wir an, sich im stetigen Dialog über die Entwicklungen zum grenzüberschreiten H<sub>2</sub>-Transport auszutauschen.

Für weitere Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung und wünschen Ihnen eine erfolgreiche Konsultation mit zahlreichen Rückmeldungen von allen Beteiligten.

Weitere Informationen unter anderem zur deutschen Wasserstoffnetzplanung finden Sie unter [www.fnb-gas.de](http://www.fnb-gas.de).

**Kontakt:**

Inga Posch  
Telefon: +49 30 92102350  
Inga.Posch@fnb-gas.de





**Comments of the company eustream,a.s. on the draft document „ Koordinierter Netzentwicklungsplan 2021 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2022 – 2031“ being a subject of the public consultation from 25th October 2021 to 14th November 2021 launched by the Austrian Gas Grid Management AG**

The company eustream, a.s. (hereinafter as „Eustream“) welcomes the opportunity to raise comments on the draft document „Koordinierter Netzentwicklungsplan 2021 für die Gas-Fernleitungsinfrastruktur in Österreich für den Zeitraum 2022 – 2031“ (hereinafter as “KNEP21”).

The KNEP21 plan includes 2 alternatives of the project CZAT route or the Czech – Austrian - Interconnector – 750 (GCA 2020/01a) and the Czech – Austrian – Interconnector – 210; GCA 2020/01 (hereinafter referred to as “CZATi ” or the “Project” or “Czech – Austrian Interconnector”), which presents the vision of the Czech and Austrian transmission system operators, NET4GAS and GAS CONNECT AUSTRIA on the direct interconnection of the transmission gas systems of the Czech Republic and Austria (other such direct connections currently do not exist, but the markets of the Czech Republic and Austria are already connected indirectly, through the Slovak transmission system).

The Project, firstly under the name LBL (Lanzhot-Baumgarten Line), later the Bidirectional Austrian – Czech Interconnector known as “BACI”, has been presented in its various forms for more than 15 years. The main stated idea of the Project originally LBL, BACI and now “Czech - Austrian Interconnector” is the effort to integrate the gas markets of the Czech Republic and Austria, which, according to the presented KNEP21, should contribute to:

- meeting market demand,
- support the North-South Corridor,
- reduce market isolation,
- increase the security of supply of the Czech Republic and Austria and
- enable transport routes for alternative gas sources.

However, Eustream would like to present again its comments expressing its belief that the project “CZATi”, as previously LBL and BACI projects, is not able to bring the declared benefits for the following reasons:

**1. “CZATi” is not based on a relevant market demand**

In 10/2019, NET4GAS and GCA published a report on the assessment of incremental capacity demand between the Czech Republic and the Market Area East in Austria, resulting in an aggregated non-binding indicative demand for a firm capacity of 1 277 397,26 kWh/h/year in gas years 2020/2021 - 2034/2035.

At the beginning of 2020, a public consultation of incremental capacity took place at the CZ-AT border, where only one company, OMV Refining & Marketing GmbH (hereinafter as “OMV R&M”), expressed its belief in:



- (a) a sufficient demand for this route (not based on any specific supporting arguments for such a claim);
- (b) increase the security of gas supply for both markets (not based on any specific supporting arguments for such a claim), and
- (c) expressed its support for initiating an incremental capacity process.

Eustream would like to argue that the OMV R&M's declared non-binding market interest in incremental capacity and the OMV R&M's general non-binding claims without any supporting arguments could not be considered relevant and sufficient ones to give impetus to the beginning of the incremental process for an expected demand level of up to 750 000 Nm<sup>3</sup>/h, since such capacity did not have a real basis in market demand and at the same time the market demand of 1 277 397,26 kWh/h/year can be fully satisfied through the current Slovak transmission system without the need to spend stranded investments and without having to socialize the project costs into the final prices of natural gas for Czech and Austrian consumers. Moreover, OMV R&M is a member of OMV, which also owns a majority in Gas Connect Austria, which raises considerable doubts in terms of the purposefulness of non-binding demand.

On 25<sup>th</sup> October 2021, based on the market demand assessment process led in July – August 2021, the document "Demand assessment report for incremental capacity between the Czech Republic (NET4GAS, s.r.o) and the Austrian Market Area East (Gas Connect Austria GmbH)" was issued. During this process no non-binding demand indications had been received. In the part C. Conclusions for the (non)-initiation of an incremental capacity project/ process of the document there is stated that *"According to the assessment result of the non-binding demand indications under point B, no demand levels for incremental capacity need to be developed, and thus no incremental capacity project will be initiated. Based on the aforementioned decision, no technical studies for incremental capacity projects will be conducted"*.

Conclusions of this demand assessment report has confirmed the claims of Eustream that the Project is not requested by market participants. Doubts about the acute and real interest of the market in the Project and its capacity are also underlined by the fact that it has been under the preparation for more than 15 years and it is not considered to be operational until 4Q 2028.

Especially at a time when the European Union is advocating solutions that will help to achieve the objectives leading to the carbon neutrality in 2050, and in particular when the present Project represents a parallel infrastructure to the existing solution through the Slovak transmission system, thus the Project can be considered as an unnecessary investment and in a contrary to the decarbonization efforts.

## **2. "CZATI" will not support the North-South Corridor**

The declared ambition to create a gas corridor with a view to support the North – South Corridor seems ineffective, as the Project is duplicated and parallel to the existing bidirectional gas infrastructure connecting the Czech Republic, Slovakia and Austria, as well as to the project "Poland - Slovak Gas Infrastructure Interconnection", which is currently in the construction phase and will contribute to the North-South interconnection effectively.



### 3. "CZATi" will not reduce market isolation

There are no supporting relevant arguments in the KNEP21 providing any evidence whatsoever about Austria being an isolated market. Directive 2009/73/EC, Article 49 mentions Emergent and isolated markets and states that "Member States not directly connected to the interconnected system of any other Member State and having only one main external supplier may derogate from Article ...". In this context, it seems highly questionable whether Austria, a country with highly developed gas transmission infrastructure and with one of the highest N-1 parameters in Europe, can be considered an isolated market.

As mentioned above, the CZATi project is a new name for the BACI project, which is intended to give rise to a misleading illusion of a new project in the gas market, the benefits of which were also in doubt by the European Commission. The project was included on the 3rd PCI list only conditionally, on the 4th PCI list it was not included at all and for the 5th PCI list it has even not applied.

### 4. "CZATi" will not increase security of gas supply to the Czech Republic and Austria

The meaningfulness of the implementation of the Project from the point of view of increasing the security of natural gas supply to the Czech Republic and Austria loses importance when looking at the state of the existing transmission system. The current transmission infrastructure is oversized several times in order to ensure the diversification of transport routes and for the needs of Austria.

### 5. "CZATi" will not enable transport routes for alternative gas sources

As with the diversification of transport routes, the implementation of the project "CZATi" makes no sense even from the point of view of diversification of natural gas resources in Austria. The purpose of the Project is to connect it to the Austrian gas hub in Baumgarten, where only natural gas, transported through Slovakia or Germany, is traded. Direct connection to Austria will therefore not bring any new sources of natural gas to Austria.

At a time of the EC's decarbonisation efforts to achieve a carbon neutrality in 2050, and at the same time in a situation where existing parallel Slovak gas infrastructure is available to gas market participants, the Project is presented as the one which would enable transport routes for alternative gas sources. The fact that it is not a prospective project with the potential to transport low-carbon gases in terms of decarbonisation is also confirmed by the fact that the project is not included in the European Hydrogen Backbone of 07/2020<sup>1</sup>, despite the fact that it is to be the first direct link between the Czech Republic and Austria.

6. In the document "Updated Project Proposal for Incremental Capacity between Entry/Exit Systems of the Czech Republic (CZ) and Austrian Market Area East (AT), elaborated by NET4GAS in coordination with Gas Connect Austria, the part E (vi.) **Cannibalization Effect** – there is noted that *"a portion of capacity reservations at the new interconnection point is highly likely to cannibalize reservations that could otherwise be made at the existing Lanžhot interconnection point in the direction towards the Slovak Republic – with the effect*

<sup>1</sup> [https://www.net4gas.cz/files/0tiskove-zpravy/20200715\\_european-hydrogen-backbone\\_report.pdf](https://www.net4gas.cz/files/0tiskove-zpravy/20200715_european-hydrogen-backbone_report.pdf)



### 3. "CZATi" will not reduce market isolation

There are no supporting relevant arguments in the KNEP21 providing any evidence whatsoever about Austria being an isolated market. Directive 2009/73/EC, Article 49 mentions Emergent and isolated markets and states that "Member States not directly connected to the interconnected system of any other Member State and having only one main external supplier may derogate from Article ...". In this context, it seems highly questionable whether Austria, a country with highly developed gas transmission infrastructure and with one of the highest N-1 parameters in Europe, can be considered an isolated market.

As mentioned above, the CZATi project is a new name for the BACI project, which is intended to give rise to a misleading illusion of a new project in the gas market, the benefits of which were also in doubt by the European Commission. The project was included on the 3rd PCI list only conditionally, on the 4th PCI list it was not included at all and for the 5<sup>th</sup> PCI list it has even not applied.

### 4. "CZATi" will not increase security of gas supply to the Czech Republic and Austria

The meaningfulness of the implementation of the Project from the point of view of increasing the security of natural gas supply to the Czech Republic and Austria loses importance when looking at the state of the existing transmission system. The current transmission infrastructure is oversized several times in order to ensure the diversification of transport routes and for the needs of Austria.

### 5. "CZATi" will not enable transport routes for alternative gas sources

As with the diversification of transport routes, the implementation of the project "CZATi" makes no sense even from the point of view of diversification of natural gas resources in Austria. The purpose of the Project is to connect it to the Austrian gas hub in Baumgarten, where only natural gas, transported through Slovakia or Germany, is traded. Direct connection to Austria will therefore not bring any new sources of natural gas to Austria.

At a time of the EC's decarbonisation efforts to achieve a carbon neutrality in 2050, and at the same time in a situation where existing parallel Slovak gas infrastructure is available to gas market participants, the Project is presented as the one which would enable transport routes for alternative gas sources. The fact that it is not a prospective project with the potential to transport low-carbon gases in terms of decarbonisation is also confirmed by the fact that the project is not included in the European Hydrogen Backbone of 07/2020<sup>1</sup>, despite the fact that it is to be the first direct link between the Czech Republic and Austria.

6. In the document "Updated Project Proposal for Incremental Capacity between Entry/Exit Systems of the Czech Republic (CZ) and Austrian Market Area East (AT), elaborated by NET4GAS in coordination with Gas Connect Austria, the part E (vi.) Cannibalization Effect – there is noted that *"a portion of capacity reservations at the new interconnection point is highly likely to cannibalize reservations that could otherwise be made at the existing Lanžhot interconnection point in the direction towards the Slovak Republic – with the effect*

<sup>1</sup> [https://www.net4gas.cz/files/0tiskove-zpravy/20200715\\_european-hydrogen-backbone\\_report.pdf](https://www.net4gas.cz/files/0tiskove-zpravy/20200715_european-hydrogen-backbone_report.pdf)



*being more pronounced with higher bookings, such as those associated with Offer Level 2. From an economic point of view, such cannibalization represents an indirect cost to the project that should be taken into account in its economic test. We estimate that for Offer Level 2, this cannibalization effect would be 40% of the hurdle rate<sup>2</sup> in GWh/d specified at the beginning of this Section E on page 6 of this document<sup>6</sup>.*

**This statement underlines a complete futility of the Project which brings absolutely no benefits for the European gas market. Eustream also assumes that all these facts will persuade the project promoters themselves to abandon the Project, which is meaningless because it is based on a lack of a real market interest, does not bring the expected benefits and is to be prepared at a time of the EC's decarbonisation efforts to achieve a carbon neutrality in 2050, and at the same time in a situation where existing parallel gas infrastructure is available to gas market participants.**

In Bratislava, November 8, 2021

---

<sup>2</sup> - 63.82 GWh/d for Offer Level 2