



Austrian Gas Grid Management AG

# Langfristige und integrierte Planung 2022

für die Gas Verteilernetzinfrastruktur in Österreich

für den Zeitraum 2023– 2040



Zur Veröffentlichung vorgesehene Version

Alle Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse wurden aus Vertraulichkeitsgründen  
unleserlich gemacht

Foto Titelseite: Verteilergebietsknoten in Baumgarten (Projekt 2018/01Wiederherstellung der Station Baumgarten)  
Abdruck mit freundlicher Genehmigung von Gas Connect Austria

#### Dokument-Historie

Ausgabe	Datum	Änderungen
4	22.06.2023	Ausgabe nach Aufforderung zur Abänderung durch E-Control Austria per Brief vom 11.05.2023 gemäß § 22 Abs 7 GWG
3	13.03.2023	Ausgabe nach Aufforderung zur Abänderung durch E-Control Austria per Brief vom 02.03.2023 gemäß § 22 Abs 7 GWG
2	23.02.2023	Ausgabe für die Einreichung zur Genehmigung bei E-Control
1	09.01.2023	Ausgabe für die Konsultation des Verteilergebietsmanagers

# Inhaltsverzeichnis

<b>Executive Summary .....</b>	<b>3</b>
Daten– und Prognosegrundlage .....	3
Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen .....	3
Erhaltene Stellungnahmen.....	6
<b>1 Einleitung.....</b>	<b>7</b>
1.1 Ziele der Langfristigen und integrierten Planung .....	7
1.2 Vorgehen.....	8
<b>2 Planungsrahmen für die LFiP 2022.....</b>	<b>9</b>
2.1 Österreichische Energiepolitik .....	9
2.1.1 Österreichs integrierter „Nationaler Energie- und Klimaplan“ (NEKP) .....	9
2.1.2 Entwurf des Erneuerbare Wärme Gesetz (EWG) (Konsultationsfassung).....	9
2.1.3 Wasserstoffstrategie für Österreich .....	10
2.2 Integrierte Infrastrukturentwicklung.....	12
2.3 Zukunft der Gasinfrastruktur .....	13
2.3.1 Anwendungsbereich des Gaswirtschaftsgesetzes.....	13
2.3.2 H <sub>2</sub> Roadmap für Österreich.....	16
2.4 Power-to-Gas Potentiale für 2030 und Interaktion mit der aktuellen Entwicklung des Stromsystems des Übertragungsnetzbetreibers APG .....	25
2.5 Der österreichische Koordinierte Netzentwicklungsplan 2022 .....	26
2.6 Der Integrierte Netzinfrasturukturplan gemäß § 94 EAG .....	27
2.7 Datenmodell der Langfristigen und integrierten Planung 2022 .....	27
2.7.1 Absatzmodell .....	27
2.7.2 Gasbedarf bis 2040.....	33
2.7.3 Einspeisung erneuerbarer Gase.....	34
2.7.4 Vergleich der Absatzszenarien aus dem Nationalen Energie und Klimaplan mit dem Ten Year Network Development Plan .....	35
2.7.5 Vergleich der Absatzszenarien mit dem Ten Year Network Development Plan .....	35
2.7.6 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz .....	38
2.8 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen und integrierten Planung 2021 .....	42
2.9 Status Quo der Netzebene 1 Infrastruktur (Stand 10/2022) .....	47
2.10 Infrastrukturstandard im MG Ost .....	50
<b>3 Kapazitätssituation im Planungsnullfall .....</b>	<b>53</b>
3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2023 .....	53
3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2024 bis 2040 .....	53
<b>4 Maßnahmen im Verteilerggebiet .....</b>	<b>54</b>

4.1	H <sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbares Gas („H <sub>2</sub> Collector Ost“) Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04 .....	54
4.1.1	Planungsumfeld .....	54
4.2	Erhaltung Ostleitung (Projekt 2022/21).....	57
4.3	Erhaltung & Erneuerung Süd 1 (Projekt 2022/05) .....	58
4.4	Übergabestation Leopoldau (Projekt 2022/08 & Projekt 2022/14) .....	59
4.5	Schieberstation Frankenmarkt (Projekt 2022/20) .....	59
4.6	Digitalisierung, Automatisierung & Modernisierung.....	59
<b>5</b>	<b>Erforderliche Projekte in der Langfristigen und integrierten Planung 2022 .....</b>	<b>61</b>
5.1	Weiterführung von genehmigten Projekten ohne Abänderungen .....	61
5.2	Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte .....	62
5.3	Neue Projekte .....	63
5.4	Investitionsvolumen der Projekte der LFiP 2022.....	65
5.5	Geografische Übersicht der Projekte aus der LFiP 2022.....	67
<b>6</b>	<b>Kapazitätsausweis für das Jahr 2023 .....</b>	<b>68</b>
<b>7</b>	<b>Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Verteilergebietsmanagers .....</b>	<b>70</b>

#### Anhänge zum Bericht der Langfristigen und integrierten Planung 2022

- ▶ Anhang 1: Projekte der Langfristigen und integrierten Planung 2022
- ▶ Anhang 2: Stellungnahmen zur Langfristigen und integrierten Planung 2022

## Executive Summary

Die Langfristige und integrierte Planung bietet durch Schaffung und Erhaltung der erforderlichen Transportinfrastruktur für erneuerbare Gase (Biomethan & Wasserstoff) die Grundlage für die effiziente Transformation des Energiesystems. Eine vollständige Dekarbonisierung des österreichischen Energiesystems ist ohne eine funktionierende Gasinfrastruktur nicht umsetzbar.

## Daten- und Prognosegrundlage

Die Langfristige und integrierte Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilernetzes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Erstmals wurde auch der zukünftige Wasserstoffbedarf der Industrie und Kraftwerke gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern erhoben. Darüber hinaus wurde eine Prognose der Einspeisung erneuerbarer Gase (Biomethan und Wasserstoff) von den Verteilernetzbetreibern abgefragt. Auch die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten wurden über ihre Ausbaupläne befragt und der Ten Year Network Development Plan als Referenz benutzt. Eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Stromübertragungsnetzes der Austrian Power Grid (APG) wurde durchgeführt. Die Langfristige und integrierte Planung wurde mit dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) und dem Koordinierten Netzentwicklungsplan abgestimmt. Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen und integrierten Planung 2022 werden mit den Marktteilnehmern am Austrian Gas Infrastructure Day (AGID) am 19.01.2023 diskutiert. Erstmals wurde nicht nur der Methanbedarf der Endkunden, sondern auch der zukünftige Wasserstoffbedarf in den Absatzszenarien dargestellt. Der Bedarf der Endkunden wurde anhand von drei Absatzszenarien analysiert, wobei drei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten bei der Umstellung von Methan auf Wasserstoff angenommen wurden. Auch der Planungszeitraum wurde von 10 Jahren auf 20 Jahre mit Ausblick auf 2050 erweitert, um die notwendigen Entwicklungen zur Erreichung der Klimaneutralität 2040 auch in der Planung abbilden und reflektieren zu können.

## Analyseergebnis und notwendige Maßnahmen

Alle für das Jahr 2023 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von erneuerbaren Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden. Aus Sicht der Ebene 1 Verteilerleitungen können alle an das Netz angeschlossenen Endkunden jederzeit versorgt werden.

Die Kunden in Margarethen am Moos, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.7.1.3), können nun nach der Fertigstellung des Projektes 2021/01 im April 2022 vollständig das ganze Jahr über einspeisen.

Die Endkunden in Salzburg, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.7.1.3), können nach geplanter Fertigstellung des Projekts 2019/01 Ende 2024 vollständig versorgt werden.

Erstmals ist zusätzlich zu Biomethaneinspeisungen auch ein Kapazitätsbedarf für erneuerbaren Wasserstoff eingelangt (siehe Kapitel 2.7.1.3). Hierbei handelt es sich um die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff aus Elektrolysen im Nordburgenland sowie Ausspeisungen in Bruck an der Leitha, Margarethen am Moos, Schwechat und Wien. Zur Deckung dieser

Kapazitätsbedarfe wurde das Projekt „H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ (siehe Kapitel 4.1) entwickelt.

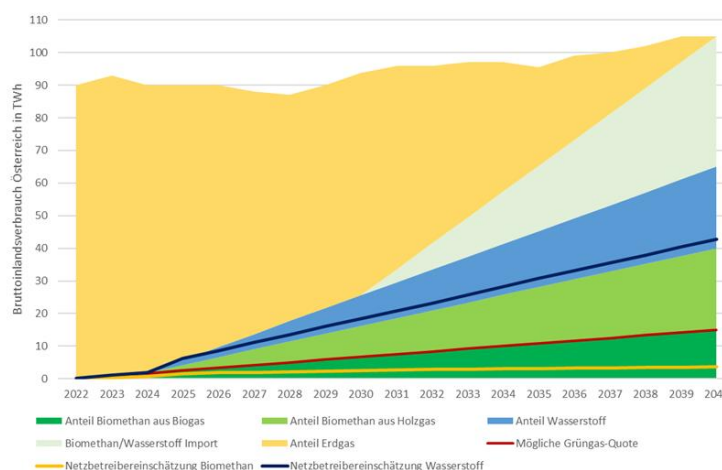
Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass durch die Umsetzung der 22 neuen und 20 genehmigten, weitergeführten Projekte der Langfristigen und integrierten Planung 2022, alle zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden können und die neuen Kapazitätserweiterungsanträge zugesagt werden können.

### Leitungsverbindung zwischen Salzburg und Tirol

In der LFP19 wurden die Projekte 2019/01 „Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil SNG“ und 2019/02 „Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil TIGAS“ genehmigt. Die Projekte haben das Ziel, eine redundante Versorgung für die Endkunden im Pongau, Pinzgau und Tennengau zu erlangen und eine möglichst hohe Versorgungssicherheit für Tirol sicherzustellen, sowie das Marktgebiet Tirol direkt an die Gasspeicher im Marktgebiet Ost anzubinden. Die Projekte sind in Umsetzung, jedoch verschiebt sich die Umsetzung auf Ende 2024 aufgrund von Verzögerungen im naturschutzrechtlichen Verfahren der Bezirkshauptmannschaft Zell am See wegen einer noch ausständigen Dienstbarkeit eines Grundeigentümers (0,8% der Trasse).

### Einspeisung erneuerbarer Gase

Die Prognose zur Einspeisung erneuerbarer Gase zeigt, dass im Jahr 2030 eine Einspeisung von ca. 4,8 TWh an erneuerbaren Gasen von den Netzbetreibern erwartet wird. Dies würde ca. 5% des gesamten erwarteten Gasbedarfs von 95 TWh entsprechen. Vergleicht man diesen Wert mit einer kolportierten Grüngas-Quote von ca. 10 TWh im Jahr 2030 fehlen ca. 5,2 TWh an erneuerbaren Gasen.

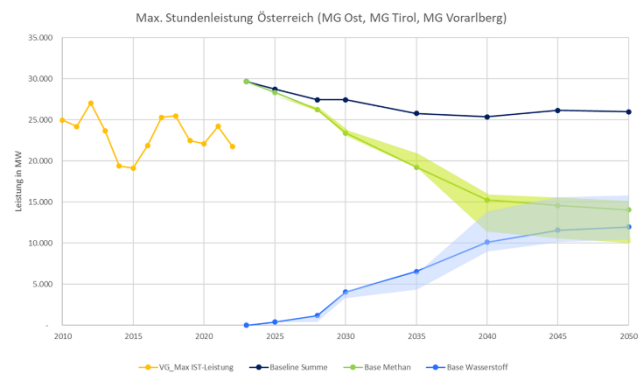


Somit werden unter dem aktuellen Förderregime und den politischen Rahmenbedingungen nach der Einschätzung der Netzbetreiber die Ziele für 2030 aus dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz nicht erreicht. Daraus kann abgeleitet werden, dass es schnellstmöglich das in Aussicht gestellte „Erneuerbares Gas Gesetz“ zur Förderung erneuerbarer Gase benötigt.

Um den Bedarf von ca. 110 TWh 2040 decken zu können, bedarf es die Ausschöpfung des gesamten inländischen Produktionspotentials von Biomethan aus Biogas (15 TWh) und aus Holzgas (25 TWh) sowie des gesamten inländischen Produktionspotentials von erneuerbarem Wasserstoff (25 TWh). Nur so kann die inländische Wertschöpfung maximiert und die Importabhängigkeit auf 44 TWh bzw. 40% minimiert werden. Demnach müsste 26 TWh erneuerbarer Wasserstoff und 18 TWh Biomethan importiert werden.

## Neues Absatzmodell

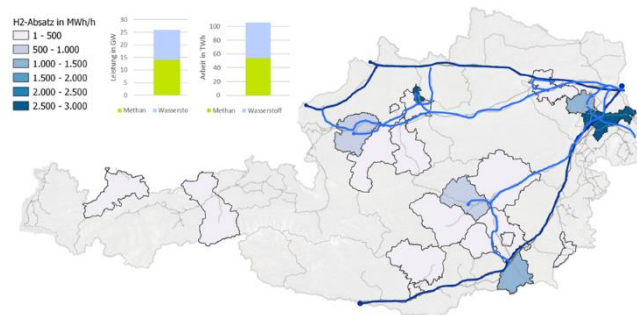
Im Zuge der Langfristigen und integrierten Planung 2022 wurde neben der Netzbetreiberabfrage zu Entwicklungen im Methanbereich zum ersten Mal auch der zukünftige Wasserstoffbedarf sowohl für die Einspeisung als auch für die Ausspeisung abgefragt. Dabei konnten die Industrie und Kraftwerke ihren zukünftigen Leistungs- und Arbeitsbedarf an Wasserstoff bis 2050 bekannt geben.



Das Ergebnis der Abfrage zeigt ein deutliches Interesse der Unternehmen an Wasserstoff und den einhergehenden Rückgang des Methanbedarfs der Industrie und Kraftwerke. Erste größere Wasserstoffbedarfe in Österreich wurden bereits für das Jahr 2025 mit einer Jahresmenge von 2,3 TWh angegeben. Deutliche Steigerungen gibt es im Jahr 2030 mit einem gemeldeten Bedarf von ca. 23 TWh. Ab dem Jahr 2040 erhöht sich der Wasserstoffbedarf im Vergleich zu Jahr 2030 auf 51 TWh und einer benötigten Anschlussleistung ans Gasnetz von etwa 10 GW. Bis 2050 leitet sich aus der Bedarfserhebung ein weiterer Zuwachs auf 65 TWh Wasserstoff.

## H<sub>2</sub> Roadmap für Österreich

Basierend auf dem aktuellen Absatzmodell für Methan und Wasserstoff wurde unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bezugsmodelle (Import, nationale Produktion, Speicher) ein kombiniertes Methan- und Wasserstofftransportmodell unter der Prämisse, möglichst viel Bestandsinfrastruktur, bestehend aus öffentlichen Gasleitungen zu nutzen, entworfen und hydraulisch für die Jahre 2025, 2030, 2040 und 2050 modelliert. Als Ergebnis ergeben sich mehrere Transformationsmöglichkeiten des Gasnetzes, um den erhobenen, zukünftigen Wasserstoffbedarf im Verteilergesamt decken zu können. Eine dieser Transformationsmöglichkeiten wird in Kapitel 0 genauer beschrieben.



## H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbares Gas („H<sub>2</sub> Collector Ost“) – der erste Meilenstein für die zukünftige Gasinfrastruktur

Erstmalig wurde aufgrund der erhaltenen Kapazitätsnachweise für die Ein- und Ausspeisung von erneuerbarem Wasserstoff die erste 100% H<sub>2</sub>-ready Gasleitung für den Transport für erneuerbaren Wasserstoff im Verteilergesamt geplant und das Projekt H<sub>2</sub> Collector Ost entwickelt. Das Projekt wird in 4 Teilen (2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04) als ersten Schritt als Planungsprojekt zur Genehmigung bei der E-Control gemäß GWG 2011 eingereicht, da grundsätzlich die Anwendbarkeit des GWG seit der Novelle im Juni 2021 gegeben ist, welche auch durch ein Rechtsgutachten bestätigt wurde (weitere Erläuterung und Begründung in Kapitel 2.3.1). Zur Errichtung und Inbetriebnahme der Leitung bedarf es aus Sicht der Regulierungsbehörde aber noch weiterer gesetzlicher und regulatorischer Konkretisierungen für

Wasserstoff, insbesondere der GMMO-VO und der GSNE-VO. Erst dann kann im zweiten Schritt ein Projekt für die tatsächliche Errichtung des H<sub>2</sub> Collector Ost eingereicht und tatsächlich genehmigt werden.

Der H<sub>2</sub> Collector Ost verläuft von Zurndorf im Burgenland über Sarasdorf, Schwechat und Mannswörth in Niederösterreich bis Simmering in Wien. Durch die rasche Umsetzung innerhalb von 3 Jahren kann die erste Gasleitung Österreichs zum Transport von 100% Wasserstoff einen zeitnahen und schnelleren Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion ermöglichen und gleichzeitig die Versorgung mit erneuerbaren Gasen, nämlich 100% erneuerbaren Wasserstoff, realisieren.

Der leistungsstarke H<sub>2</sub> Collector Ost wird so dimensioniert, dass die Einspeisung des gesamten erneuerbaren Wasserstoff Potentials der Region möglich sein wird und die Deckung des langfristigen Bedarfs der energieintensiven Industrie und Kraftwerke der Region schon heute mitgedacht und mitgeplant wurde. Somit sind sogar zusätzliche Kapazitäten für zukünftige Entwicklungen und Betriebsansiedelungen in der Region vorhanden.

## Erhaltene Stellungnahmen

Im Rahmen der Konsultation des Verteilergebietsmanagers sind insgesamt 14 Stellungnahmen von Marktteilnehmern und Netzbetreibern eingelangt. Breite Unterstützung und die Wichtigkeit sowie Dringlichkeit zum raschen Aufbau der Wasserstofftransportinfrastruktur insbesondere die zeitnahe Umsetzung des Projekts „H<sub>2</sub> Collector Ost“ kam von Interessensvertretungen wie der der Industriellenvereinigung und dem ÖVGW aber auch von zahlreichen österreichischen Unternehmen wie RHI Magnesita, Borealis Agrolinz Melamine, CEGH, Flughafen Wien, Verbund, Wien Energie, Burgenland Energie und OMV.

Auch Strom- und Gasnetzbetreiber wie Austrian Power Grid, Netz Burgenland und Wiener Netze unterstreichen die hohe Relevanz und Notwendigkeit von Wasserstoffprojekten in der Langfristigen und integrierten Planung zur Deckung des zukünftigen Gasbedarfs und zur langfristigen Sicherstellung der österreichischen Versorgungs- und Netzsicherheit der Stromsystems durch saisonale Verlagerung erneuerbarer Energie sowie Bereitstellung von Flexibilisierungsmöglichkeiten.

AGGM bedankt sich für die erhaltenen Stellungnahmen und sieht sich von den Marktteilnehmern bestätigt und unterstützt den raschen Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur voranzutreiben und mit den konkreten Projekten in der Langfristigen und integrierten Planung erfolgreich umzusetzen. (Weitere Erläuterung zu den Stellungnahmen siehe Kapitel 7).



# 1 Einleitung

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

## 1.1 Ziele der Langfristigen und integrierten Planung

Gemäß der seit 21.11.2011 geltenden Rechtslage hat die AGGM Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) nach § 18 Abs. 1 Z 11 i.V.m. § 22 GWG 2011 die Aufgabe, mindestens alle zwei Jahre eine Langfristige und integrierte Planung (nachstehend kurz Langfristige Planung genannt) für das Verteilergesetz gemäß den Zielen des § 22 Abs. 1 GWG zu erstellen. Dabei gilt es die Ziele des Gaswirtschaftsgesetzes gemäß § 4 GWG 2011, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkung mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren zu unterstützen sowie durch die bestehende, öffentliche Gasinfrastruktur und deren stetige Weiterentwicklung nationale Potentiale zur Sektorkopplung und Sektorintegration zu realisieren.

Diese Bestimmung sieht vor, dass es Ziel der Langfristigen Planung ist, die Verteilerleitungsanlagen der Ebene 1 gemäß Anlage 1 GWG 2011 hinsichtlich

- ▶ der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- ▶ der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- ▶ sowie der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen

zu planen, sowie

- ▶ die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan (Ten-Year-Network Development-Plan „TYNDP“) sowie dem koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) gemäß §§63 ff GWG 2011 herzustellen;
- ▶ den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 im Marktgebiet zu erfüllen sowie
- ▶ die Transparenz und Nachvollziehbarkeit in Bezug auf geplante und bereits beschlossene Netzerweiterungen und Netzertüchtigungen, inklusive des Zeitplanes der Investitionsprojekte, für den Markt zu erhöhen.
- ▶ die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.

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

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

## 1.2 Vorgehen

Die Langfristige und integrierte Planung 2022 wurde von der AGGM mit Unterstützung der Marktteilnehmer erstellt, wobei die Planungsgrundlagen und die Ergebnisse mit den Netzbetreibern abgestimmt wurden.

Das Ergebnis der Langfristigen und integrierten Planung wurde am 19.01.2023 im Rahmen des Austrian Gas Infrastructure Days (AGID) gemeinsam mit dem Koordinierten Netzentwicklungsplan für Österreich den Marktteilnehmern vorgestellt.

Die Konsultationsversion der Langfristigen und integrierten Planung 2022 (Ausgabe 1) wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht und im Rahmen der Konsultation zur Diskussion gestellt.

Die Konsultation wurde im Zeitraum vom 09.01.2023 bis 29.01.2023 durchgeführt. Die Konsultationsbeiträge der Marktteilnehmer wurden auf der Website der AGGM veröffentlicht. In der Einreichversion der Langfristigen und integrierten Planung 2022 (Ausgabe 2) wurden die Konsultationsbeiträge berücksichtigt und entsprechend gewürdigt.

Nach Aufforderung zur Änderung der Langfristigen und integrierten Planung 2022 (Ausgabe 2) durch E-Control gemäß § 22 Abs 7 Gaswirtschaftsgesetz 2011 vom 02.03.2023 wurden die Projekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04 zu Planungsprojekten in der Ausgabe 3 der LFIP 2022 geändert.

Für die Erstellung der Langfristigen und integrierten Planung 2022 wurde grundsätzlich die gleiche Datenstruktur wie in den Jahren davor eingesetzt (Absatzmodell, Bezugsmodell, Netzmodell).

Als Auslegungsgrundlage für die Dimensionierung der Netzinfrastruktur wird die maximale Stundenbelastung eines jeden Netzgebietes herangezogen (Absatzszenario WINTER / NB\_Max). Auf dieser Basis wurden die bis zum 01.10.2022 gemeldeten künftigen Bedarfe aufgesetzt.

In der Langfristigen und integrierten Planung 2022 wird das Absatzmodell für Methan und Wasserstoff in unterschiedlichen Szenarien erstellt. Es wurden drei Absatzszenarien entwickelt, wobei drei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten bei der Umstellung von Methan auf Wasserstoff herangezogen wurden.

- **Baseline Szenario:** Der Wasserstoffbedarf entspricht der Summe des Bedarfs „Jedenfalls Wasserstoff“ und „Wahlweise Wasserstoff“ gemäß den Rückmeldungen der Wasserstofferhebung
- **Min. H<sub>2</sub> Szenario:** Der Wasserstoffbedarf entspricht nur den Rückmeldungen aus „Jedenfalls Wasserstoff“. Die wahlweisen Bedarfsmeldungen wurden dem Methanbedarf zugeordnet.
- **Max. H<sub>2</sub> Szenario:** Bei diesem Szenario wurden zusätzlich zum Bedarf des Baseline Szenarios alle Großabnehmer (Kunden mit mehr als 50 MW Anschlussleistung), welche keine Bedarfsmeldung abgegeben haben dem Wasserstoffbedarf zugeordnet.

## 2 Planungsrahmen für die LFIP 2022

### 2.1 Österreichische Energiepolitik

#### 2.1.1 Österreichs integrierter „Nationaler Energie- und Klimaplan“ (NEKP)

Gemäß der Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates über das Governance-System für die Energieunion hat jedes EU-Mitgliedsland bis zum 31. Dezember 2019 für den Zeitraum von 2021 bis 2030 einen integrierten nationalen Energie- und Klimaplan (NEKP) an die Kommission zu übermitteln. Der österreichische NEKP wurde am 18.12.2019 veröffentlicht und kann unter [bmk.gv.at](http://bmk.gv.at) heruntergeladen werden.

Ziel des NEKP ist, die jeweiligen nationalen Ziele, Maßnahmen und Beiträge zur Erreichung der vereinbarten Pariser Klimaziele basierend auf Langfristszenarien und im Zusammenhang mit den fünf Dimensionen der Energieunion aufzuzeigen:

- a) Sicherheit der Energieversorgung
- b) Energiebinnenmarkt
- c) Energieeffizienz
- d) Dekarbonisierung sowie
- e) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

#### 2.1.2 Entwurf des Erneuerbare Wärme Gesetz (EWG) (Konsultationsfassung)

Das Erneuerbare-Wärme-Gesetz dient als Beitrag zur Verwirklichung des Pariser Klimaziele und der Klimaneutralität 2040 und ist noch nicht vom Nationalrat beschlossen worden.

Die Ziele gemäß der Konsultationsfassung des Erneuerbare-Wärme-Gesetzes sind:

1. Die Wärmeversorgung von Gebäuden auf Fernwärme oder auf erneuerbare Energieträger umzustellen;
2. Energieeffizienz zu steigern und den Verbrauch zu senken;
3. Fernwärmesysteme auszubauen;
4. Weitere Maßnahmen zu setzen, um die europäische Klimaneutralität bis 2050 zu erreichen;
5. Vorgaben für den Ausstieg von fossilen Brennstoffen bundesweit zu vereinheitlichen.

Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen ist ein stufenweiser Ausstieg fossiler Energieträger (Kohle, Erdöl & Erdgas) aus der Wärmeversorgung von Gebäuden vorgegeben. Unter anderem beinhalten die zeitlich gestaffelten Stufen folgendes:

- Ab dem Jahr 2022 wird bei einem Heizungstausch einer Öl-, Kohle- und Koksheizung diese durch eine klimafreundliche Alternative ersetzt werden
- Ab dem Jahr 2023 soll fossiles Gas in Neubauten verboten werden
- Ab dem Jahr 2025 sollen Öl-, Kohle- und Koksheizungen, die ein bestimmtes Alter überschreiten, sukzessive stillgelegt werden
- Bis zum Jahr 2035 sollen sämtliche Öl-, Kohle- und Koksheizungen stillgelegt werden
- Bis zum Jahr 2040 soll die gesamte Wärmeversorgung dekarbonisiert sein

Derzeit befinden sich etwa 1,25 Millionen Anlagen in Gebäuden, welche Wärme mittels gasförmiger Energieträger bereitstellen, in Betrieb. Auch bei einer Reduktion der Gasheizungen um 90% gemäß dem Absatzmodell der Langfristigen und integrierten Planung 2022 (siehe Kapitel 2.7.1) bleiben rund 100.000 aktive SLP-Anschlüsse neben den LPZ-Anschlüssen der Industrie und des Gewerbes bestehen. Folgerichtig muss es auch ein Ebene 3 Verteilernetz geben und ein Angebot an erneuerbaren Gasen für diese Kunden (insb. Raumwärme).

Im Jahr 2019 entfielen etwa 111 TWh auf den Endenergieeinsatz in Gebäuden, wovon etwa 83 TWh für die Bereitstellung von Warmwasser und Raumwärme verwendet wurden. Von diesen 83 TWh wurden wiederum ca. 27% (22,5 TWh) durch Gas bereitgestellt.

Aufgrund der hohen Anzahl der bestehenden Gasheizungen und der Zeit bis zu einem Phase-Out fossiler Energieträger bis zum Jahr 2040 sind rasche Ausstiegsregelungen dieser Technologien geplant. Dabei haben sich der Bund sowie die Bundesländer im Rahmen der Wärmestrategie dazu bekannt, dass schnellstmöglich notwendige Maßnahmen und Regelungen vorbereitet werden. Dazu soll inhaltliche Rahmen, analog zu Öl und Kohle, ein stufenweiser Ausstieg, in einem Regierungsprogramm sowie im EWG vorgegeben werden.

Grundsätzlich ist festgehalten, dass mit 30. Juni 2040 Anlagen, welche mit fossilen gasförmigen Brennstoffen betrieben werden, stillzulegen sind. Allerdings können Anlagen, die mit erneuerbarem Gas betrieben werden, über den 30. Juni 2040 hinaus in Betrieb bleiben.

Anlagen, die mit erneuerbarem Gas aus eigenen Produktionsanlagen betrieben und über eine direkte Leitung von der Produktionsanlage beliefert werden, unterliegen keiner Stilllegungsverpflichtung nach diesem Bundesgesetz.

In der Gesamtstrategie zeigt sich jedoch, dass weitere Maßnahmen für eine Dekarbonisierung im Gebäudesektor notwendig sein werden. Dazu kommen wohnrechtliche Regelungen, die den Einsatz von erneuerbaren Energieträgern, klimafreundliche Heizungen und die Abwicklung von thermischen Sanierungsmaßnahmen erleichtern.

### 2.1.3 Wasserstoffstrategie für Österreich

Die Wasserstoffstrategie, welche vom Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) und vom Bundesministerium für Digitalisierung und Wirtschaftsstandort (BMDW) am 02. Juni 2022 veröffentlicht wurde, basiert auf vier Säulen und beinhaltet acht Aktionsfelder zur Erreichung der Ziele.

#### Säule 1: Klimaneutraler Wasserstoff

In der Wasserstoffstrategie wird klimaneutraler Wasserstoff als ein knapper und hochwertiger Energieträger gesehen, welcher effizient und zielgerichtet eingesetzt werden soll. Klimaneutraler Wasserstoff umfasst in der Strategie neben erneuerbarem Wasserstoff auch blauen Wasserstoff und türkisen Wasserstoff (Erzeugung aus Erdgas mittels Dampfreformierung und anschließender vollständiger CO<sub>2</sub>-Abscheidung oder Pyrolyse)

Erneuerbarer Wasserstoff soll in Zukunft mittels Elektrolyse aus erneuerbarem Strom oder aus Biomasse produziert werden. Die Elektrolyse spielt in der Strategie eine maßgebliche Rolle. Einerseits bietet die Elektrolyse durch die Umwandlung, Speicherung und Rückführung in das Stromsystem erneuerbarer Strom langfristig eine Option zur saisonalen Verlagerung. Außerdem soll die netzdienliche Integration der Elektrolysen einen ausgleichenden Beitrag im Stromsystem

leisten, jedoch stellt der reine Betrieb bei Stromspitzen kein wirtschaftlich realisierbares Betriebsmodell dar. Folgende Ausbauziele werden in der Wasserstoffstrategie präsentiert:

- Bis 2030 **1 GW<sub>el</sub> Elektrolysekapazitäten in Österreich**. Bei der angenommenen Auslastung von ca. 50% sollen so pro Jahr ca. 4,35 TWh bzw. 150.000 t Wasserstoff produziert werden.
- Bis 2030 **80% des aktuellen grauen Wasserstoffbedarfs** (140.000 t), welcher aus Erdgas produziert wird, auf grünen Wasserstoff (3,7 TWh bzw. 112.000 t) umzustellen.
- Bis 2040 wird von einem jährlichen Wasserstoffbedarf **von bis zu 75 TWh** ausgegangen. Dieser setzt sich aus den Anwendungen, welche jedenfalls Wasserstoff benötigen (z.B. Chemische Industrie oder Eisen- u. Stahl) von ca. 16 – 25 TWh zusammen und aus Anwendungen, welche entweder Wasserstoff oder Methan einsetzen können, zusammen.

## Säule 2: Effiziente Wasserstoffanwendung

Laut dem Strategiepapier soll klimaneutraler Wasserstoff ausschließlich dort eingesetzt werden, wo fossiles Gas nicht anders substituierbar ist. Der Einsatz hier besonders in der schwer zu elektrifizierenden Industrie bzw. auch in den ausgewählten Bereichen der Mobilität zum Einsatz kommen. In der Eisen- und Stahlindustrie und in der chemischen Industrie, dem Flug- und Schiffsverkehr und im Energiesystem für den Spitzenlastausgleich soll klimaneutraler Wasserstoff prioritär eingesetzt werden. Nachrangig soll Wasserstoff in Hochtemperaturprozessen, im Fernverkehr und bei Reisebussen eingesetzt werden. Keine Anwendung soll Wasserstoff laut der Strategie bei Niedertemperaturprozessen, PKWs, leichte Nutzfahrzeuge sowie in der Raumwärme.

## Säule 3: Wasserstoffnetzinfrastruktur

Für einen effizienten Einsatz und den Transport von Wasserstoff soll die bestehende Gasinfrastruktur einen wesentlichen Beitrag leisten. Dabei soll Wasserstoff nicht dem Gas in der Pipeline beigemischt (Blending) werden, da ein Bedarf an reinem Wasserstoff besteht und daher Blending als nicht zielführend gesehen wird. Durch die Umwidmung bestehender Gasleitungen soll in Zukunft Wasserstoff transportiert werden. Die Errichtung neuer Wasserstoffleitungen von soll dort geprüft werden, wo es an entsprechender Infrastruktur mangelt bzw. eine Wasserstoffinfrastruktur für die Dekarbonisierung notwendig ist. Der Aufbau von lokalen Wasserstoffnetzen für industrielle Cluster oder Großabnehmer soll ermöglicht werden. Für einen nationalen Ausbau einer klimaneutralen Energieinfrastruktur ist es daher notwendig eine Roadmap für eine Wasserstoffinfrastruktur aus einer Erdgasinfrastruktur zu entwickeln und zu integrieren.

## Säule 4: Internationale Partnerschaften

Eine Abhängigkeit der Importe erneuerbarer Gase werden in einem klimaneutralen Österreich auch 2040 weiterhin bestehen bleiben. Heimische Bedarfe übersteigen die Aufbringungspotentiale in Österreich, hiermit wird die Integration in eine europäische als auch in einer internationale Wasserstoffwirtschaft notwendig sein. Aufgrund der günstigen geografischen Lage Österreichs kann hier eine Gasdrehschreibe besonderer Bedeutung entstehen. Daher ist die Nutzung und die Adaptierung zu einem Wasserstoffnetz essenziell, um die Dekarbonisierung des Energiesystems voranzutreiben.

## 2.2 Integrierte Infrastrukturentwicklung

Die gesamte Energiewirtschaft steht derzeit vor einer großen, aber notwendigen Herausforderung. Mit dem Ziel vor Augen, die Klimaneutralität im Jahr 2040 zu erreichen, braucht es einen massiven Umbau des gesamten Energiesystems, der nur mit einem holistischen Ansatz gelingen kann. Eine isolierte Betrachtung der einzelnen Sektoren ist nicht mehr zweckmäßig.

Es braucht daher einen neuen Ansatz, der das gesamte Energiesystem betrachtet, vorhandene erneuerbare Ressourcen effizient nutzt, Technologien sektorgekoppelt und optimiert einsetzt, und vor Allem den zeitlichen und räumlichen Aspekt von erneuerbaren Energien miteinbezieht.

Allein für den Zwischenschritt 2030 mit dem Ziel, den Strombedarf, welcher aktuell 25% des gesamten Energiebedarf Österreichs ausmacht, bilanziell zu 100% erneuerbar zu gestalten, ist aus heutiger Sicht ein Zubau von zusätzlich 19 GW an größtenteils volatilen Einspeiseleistungen (v.a. Photovoltaik und Windkraft) notwendig. Für eine vollständige Klimaneutralität sind weit mehr erneuerbare Kapazitäten notwendig, welche laut dem Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid mit der derzeitigen Stromnetzinfrastruktur bei weitem nicht transportierbar sind. Neben dem Stromnetzausbau sind dafür also weitreichende Speicher- und Flexibilitätskonzepte, neue Technologien und Power-to-Gas Konzepte unbedingt notwendig. Aus diesem Grund ist es für die zukünftige Infrastruktur unerlässlich, das gesamte Energiesystem zu integriert betrachten, um eine sichere und erneuerbare Energieversorgung zu jeder Stunde im Jahr zu gewährleisten.

Zum ersten Mal hat AGGM Kapazitätserweiterungsanträge für die Einspeisung und Ausspeisung von 100% erneuerbarem Wasserstoff erhalten. Daraufhin wurde eine Gasleitung für den Transport des erneuerbaren Gases in enger Zusammenarbeit mit den Netzbetreibern geplant und erstmalig im Rahmen der LFIP zur Genehmigung eingereicht.

Allein für die Gasinfrastrukturplanung bedeutet der Ersatz von Erdgas durch Biomethan und erneuerbaren Wasserstoff einen Paradigmenwechsel in der Netzplanung.

Durch die dezentrale Einspeisung von Biomethan bildet die Verfügbarkeit von leistungsfähiger Gasnetzinfrastruktur im ländlichen Raum und vor allem in der Flächenversorgung eine Voraussetzung, um die vorhandenen Potentiale am effizientesten Nutzen zu können. Diese bereits sehr gut ausgebauten Kapazitäten gilt es zu erhalten und zu erneuern. Um die Einspeisung von Biomethan in niederrangige Netze das ganze Jahr über zu gewährleisten, müssen Rückspeisekapazitäten von Überschussmengen, vor allem im Sommer, in höherrangige Netze geschaffen werden. Somit wird eine bottom-up Netz-Planung die bisherige top-down Planung ergänzen. Aber auch die Einspeisung auf Netzebene 1 Infrastruktur ist möglich.

Erstmals wird ein Projekt in der Langfristigen und integrierten Planung zum Anschluss einer Biomethananlage auf die Netzebene 1 umgesetzt. Dabei wird neben der Mess- und Übergabestation und der Anschlussleitung auch der Einspeiseverdichter vom Netzbetreiber errichtet und betrieben.

Neben Biomethan wird auch der Transport von Wasserstoff, speziell auf der Netzebene 1 eine große Rolle spielen. Schon heute wird bei der Planung von Gasinfrastruktur Wasserstoff berücksichtigt. Dies bedeutet, dass aktuelle und neue Projekte und Ersatzinvestitionen der Langfristigen und integrierten Planung nicht nur für den Methantransport geplant werden, sondern auch für den zukünftigen Wasserstofftransport im Verteilergelände dimensioniert

werden. Dort, wo bestehende parallele Netzebene 1 und Netzebene 2 Infrastruktur erhalten werden muss, werden Projekte zur Erneuerung entwickelt.

Erstmalig wird ein Projekt zur Erhaltung einer parallelen Netzebene 2 Infrastruktur zur Genehmigung eingereicht, um einerseits den aktuellen Netzbetrieb durch Einsparung von Verdichterenergie zu optimieren und andererseits durch leistungsstarke Parallelinfrastruktur die effiziente und kostengünstige Transformation hin zu einem zukünftigen Gasnetz zu ermöglichen.

**All dies ist notwendig und unerlässlich, um die Klimaneutralität 2040 auch tatsächlich erreichen zu können. Denn ohne einen leistungsstarken, kostengünstigen, effizienten und versorgungssicheren Netztransport von gasförmigen Energieträgern wird es in Zukunft keine nachhaltige und sichere Energieversorgung geben!**

## 2.3 Zukunft der Gasinfrastruktur

In Österreich werden etwa 75% der Treibhausgasemissionen energiebedingt verursacht, insbesondere in den Sektoren Verkehr, Gebäude, Energie und Industrie. Es liegt daher auch im Verantwortungsbereich der Betreiber der Energieinfrastruktur, nachhaltige Lösungen zur Dekarbonisierung des Energiesystems anzubieten, um die Klimaneutralität schnell und volkswirtschaftlich effizient zu erreichen.

Nun gilt es aber vom Reden ins Tun zu kommen, Projekte auf den Boden zu bringen, statt lediglich neue Ziele zu definieren oder Studien zu produzieren, um auch tatsächlich und rechtzeitig die Klimaneutralität zu erreichen. Als Basis für die integrierte Planung für die Gasinfrastruktur der Zukunft dient die Studie „ONE<sup>100</sup> – Österreichs nachhaltiges Energiesystem – 100% dekarbonisiert“. Ziel der Studie war, unter Verwendung eines leistungsfähigen energieökonomischen Optimierungsmodells ein volkswirtschaftlich optimiertes Energiesystem zu entwerfen, in dem mit einer umweltverträglichen Nutzung von erneuerbaren Energiequellen und mit dem Einsatz CO<sub>2</sub>-neutraler Technologien der gesamte Energiebedarf dauerhaft, leistbar und versorgungssicher gedeckt werden kann. Diese Studie ist die derzeit einzige vollständig abgeschlossene Studie österreichweit, welche auch tatsächlich alle Netzebenen der Energietransportinfrastruktur simultan betrachtet, optimiert und als Ergebnis Kapazitäten, also den Leistungsbedarf von Aufbringung, Transport, Verteilung, Speicherung, Umwandlung und Endanwendung liefert.

Ein Ergebnis aus ONE<sup>100</sup> war, dass erneuerbares Gas unerlässlich für ein klimaneutrales Energiesystem ist.

Zur Umsetzung der Energiesystemwende und der Transformation des Gasnetzes, bedarf es neben Mut, Innovationsgeist, Weitsicht und dem notwendigen Kapital allerdings auch gesetzliche und regulatorische Rahmenbedingungen zu erneuerbaren Gasen.

### 2.3.1 Anwendungsbereich des Gaswirtschaftsgesetzes

Für die Netzbetreiber und die AGGM, als Planerin der Netzebene 1 Gasinfrastruktur stellt sich die Frage, inwiefern Wasserstoff bereits im Anwendungsbereich des GWG 2011 umfasst ist, um rechtzeitig zu starten und ganz konkrete Projekte zur Einspeisung und Versorgung mit erneuerbarem Wasserstoff ohne Verzögerung aufgrund von unklaren rechtlichen

Rahmenbedingungen in Betrieb nehmen, um den angefragten Bedarf decken zu können. Ansonsten wird das Ziel der Klimaneutralität 2040 verzögert und kann nicht erreicht werden.

Deshalb hat AGGM ein Rechtsgutachten zur Anwendung des GWG 2011 auf Wasserstoffleitungen mit folgendem Ergebnis in Auftrag gegeben:

Die österreichische Bundesregierung hat in Ihrem Regierungsprogramm 2020-2024 die Erlangung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 vorzugsweise auf Basis erneuerbarer heimischer Energieträger als Ziel und Aufgabe definiert und berücksichtigt damit bereits die Zielsetzungen des Europäischen Green Deal. Diese Entscheidung fußt auf dem 2015 geschlossenen rechtlich bindenden Übereinkommen von Paris, mit dem Ziel, den Anstieg der weltweiten Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2°C gegenüber vorindustriellen Werten zu begrenzen. Dieser Verantwortung ist sich die aktuelle Bundesregierung auch gerecht geworden und hat diese Ziele unter § 4 (1) EAG 2021 in nationalem Recht verankert.

Das Ziel der Klimaneutralität 2040 und der dafür notwendigen Sektorkopplung findet sich auch im Gaswirtschaftsgesetz unter folgenden Paragrafen wieder:

**§ 4.** Ziel dieses Bundesgesetzes ist es,

*1. die sichere Versorgung und den effizienten Einsatz von Gas sowie die nötige Infrastruktur für die sichere Gasversorgung zu gewährleisten **und in der Planung von Erdgasleitungen die Grundlagen für die Dekarbonisierung, kostengünstige Versorgung und den effizienten Einsatz gasförmiger Energieträger zu schaffen;***

[...]

*7. zur Verwirklichung der Ziele des Pariser Klimaschutzübereinkommens 2015 beizutragen und **Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu setzen, die sich insbesondere auf die Planung von Erdgasleitungsanlagen beziehen;***

*8. den Anteil an erneuerbaren Gasen in den österreichischen Gasnetzen kontinuierlich anzuheben;*

*9. **durch die bestehende Gasinfrastruktur nationale Potentiale zur Sektorkopplung und Sektorintegration zu realisieren [...]***

**§ 22.** (1) Ziel der langfristigen und integrierten Planung ist es,

*1. **die Ziele gemäß § 4, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren zu unterstützen;***

[...]

*5. **die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.***

Unter den Begriffsbestimmungen gemäß § 7 GWG sind neben dem Begriff „Erdgas“ auch erneuerbare Gase und weitere Gasarten definiert und damit vom Anwendungsbereich des GWG umfasst:

**§ 7.** (1) Im Sinne dieses Bundesgesetzes bezeichnet der Ausdruck

[...]

*16a. „erneuerbarer Wasserstoff“ Wasserstoff, der ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird;*



16b. „erneuerbares Gas“ erneuerbaren Wasserstoff oder Gas aus biologischer oder thermochemischer Umwandlung, das ausschließlich aus Energie aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, oder synthetisches Gas, das auf Basis von erneuerbarem Wasserstoff hergestellt wird;

[...]

**(4) Soweit in diesem Bundesgesetz auf die Begriffe Erdgas, Gas oder biogene Gase Bezug genommen wird, sind darunter auch erneuerbare Gase, sonstige Gase und Gasgemische, die den geltenden Regeln der Technik für Gasqualität entsprechen, zu verstehen.**

### 2.3.1.1 Rechtliche Stellungnahme

Die (relativ weite) Erdgasdefinition des § 7 Abs 4 GWG 2011 steht auch im Einklang mit der Erdgasbinnenmarktrichtlinie. Gemäß Art 1 Abs 2 gelten die mit dieser Richtlinie erlassenen Vorschriften für Erdgas, einschließlich verflüssigtem Erdgas (LNG), auch in nichtdiskriminierender Weise für Biogas und Gas aus Biomasse oder andere Gasarten, soweit es technisch und ohne Beeinträchtigung der Sicherheit möglich ist, diese Gase in das Erdgasnetz einzuspeisen und durch dieses Netz zu transportieren.

Die Regeln der Technik für Gasqualität sind der ÖVGW-Richtlinie G B210 zu entnehmen. Bereits im Vorwort erfolgt eine Bezugnahme auf Wasserstoff, nämlich solle in der nun vorliegenden Richtlinie G B210 die Integration von Biomethan und Wasserstoff ins Gasnetz erleichtert werden. Außerdem wird bereits hier festgehalten, dass eine Wasserstoff-Beimischung bis 10 % und für Sonderanwendungen darüber hinaus ermöglicht werden solle.

Maßgeblich für das Verhältnis der Richtlinie (und damit des GWG 2011) zu reinem Wasserstoff ist unter Abschnitt „4 Anforderungen an die Gasbeschaffenheit“ das Kapitel „4.1 Kenndaten“. Dort wird geregelt, dass für die Einspeisung von Wasserstoff gemäß Tabelle 3 Vereinbarungen zwischen Einspeiser, Netzbetreiber, nachgelagerten Netzbetreibern sowie Speicherbetreibern zu treffen sind. Tabelle 3 normiert hinsichtlich der Einspeisung von Wasserstoff nichts, außer einen Grenzwert von 10 % (Mol-Anteil). Darüber hinaus wird in Kapitel 4.1 noch festgelegt, dass über Tabelle 3 hinausgehende Sondervereinbarungen mit allen Beteiligten bzw. Betroffenen (z.B. Kunden, nach- bzw. vorgelagerten Netzbetreibern, Speicherbetreibern) getroffen werden können, wobei die Eignung der eingesetzten Materialien, Geräte und Verfahren sicherzustellen sei. Dass für die Fälle der über Tabelle 3 hinausgehenden Sondervereinbarungen kein weiterer Grenzwert normiert ist, spricht dafür, dass die Zustimmung aller Betroffenen und Beteiligten vorliegt und aus technischer Sicht keine Bedenken bestehen und **jeder Wasserstoffanteil zulässig ist.**

Die oben geäußerte Rechtsansicht wird bestätigt, wenn man bedenkt, dass § 7 Abs 4 und § 22 GWG 2011 im Zuge des EAG-Pakets in das GWG 2011 integriert wurden. Dieses zielt insbesondere auf die Einbringung von erneuerbarem Gas inkl. Wasserstoff in das Energiesystem ab. Es wäre unverständlich, wenn der Gesetzgeber die Gelegenheit des EAG-Pakets nicht wahrgenommen hätte und keinerlei Regelungen für die Wasserstoffinfrastruktur getroffen hätte. In Anbetracht des Umstandes, dass bereits im Jahr 2025 ein nennenswerter Bedarf an Wasserstoffinfrastruktur erwartet wird und im Hinblick auf die ambitionierten Ziele der Wasserstoffstrategie für Österreich könnte dies dem Gesetzgeber nicht unterstellt werden. **Tatsächlich hat der Gesetzgeber eine Regelung vorgenommen und die Wasserstoffinfrastruktur gemeinsam mit der Erdgasinfrastruktur geregelt.** Dies dürfte auch in dem in § 4 Z 9 GWG 2011 festgehaltenen Ziel angesprochen sein, gemäß dem beabsichtigt wird, „durch die bestehende Gasinfrastruktur

nationale Potentiale zur Sektorkopplung und Sektorintegration zu realisieren“. Auf dieses Ziel verweist auch die Zielsetzung der LFIP gemäß § 22 Abs 1 Z 1 GWG 2011.

§ 4 Z 1 GWG 2011 enthält das Ziel, „in der Planung von Erdgasleitungen die Grundlagen für die Dekarbonisierung, kostengünstige Versorgung und den effizienten Einsatz gasförmiger Energieträger zu schaffen“. Weiters wird unter Z 7 leg cit das Ziel formuliert, „Maßnahmen zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs bis 2040 zu setzen, die sich insbesondere auf die Planung von Erdgasleitungsanlagen beziehen“. Diese Ziele sprechen klar für die Wasserstoffnutzung des Netzes, enthalten aber keine ausreichende Klarheit darüber, ob das Gesetz auch die Regeln für reine Wasserstoffleitungen enthält. Auch im Hinblick auf diese Ziele wäre es aber unverständlich, ließe der Gesetzgeber die (reine) Wasserstoffinfrastruktur ungeregelt.

Die von BMK und BMDW veröffentlichte „Wasserstoffstrategie für Österreich“ bestätigt, dass eine rechtliche Trennung der Gasinfrastruktur von der Wasserstoffinfrastruktur vom Gesetzgeber keinesfalls gewollt sein kann: Dort wird ausgeführt, dass für den leitungsgebundenen Transport von Wasserstoff primär die derzeit für den Erdgastransport verwendete Gasinfrastruktur durch Umwandlung zu Wasserstoffleitungen genutzt werden solle und die bloße Beimischung von Wasserstoff (Blending) nicht für zielführend erachtet wird. Eine Errichtung neuer Wasserstoffleitungen werde dort geprüft, wo es an entsprechender Infrastruktur mangle und eine Wasserstoffinfrastruktur für die Dekarbonisierung notwendig sei. Ausdrücklich wird mehrmals darauf hingewiesen, dass für die Errichtung der Wasserstoffinfrastruktur notwendige Teil der Gasinfrastruktur schrittweise in eine Wasserstoffinfrastruktur umgestaltet werden soll. Dieser Prozess würde wohl unnötig verkompliziert und verlangsamt, wenn jene Erdgasleitungen, welche aktuell dem GWG 2011 unterliegen, ab dem Zeitpunkt, in welchem der Wasserstoffanteil 100 % erreicht, nicht mehr dem GWG 2011 unterlägen, während sie, solange noch ein (wenn auch möglicherweise vernachlässigbarer) Erdgasanteil fließt, uneingeschränkt dem Regime des GWG 2011 unterliegen.

Dr. Oberndorfer und Dr. Laimighofer kommen in ihrer rechtlichen Stellungnahme vom 29.09.2022 zusammenfassend zu dem Ergebnis, dass obwohl eine eindeutige gesetzliche Festlegung von Detailbestimmungen vom Gesetzgeber unterlassen wurde, die Zuständigkeit der E-Control zur Genehmigung der LFIP auch Projekte für die Errichtung von dedizierten Wasserstoffleitungen bzw. für entsprechende Planungsprojekte grundsätzlich umfasst. Für einen raschen Hochlauf einer Transportinfrastruktur für Wasserstoff, die die Voraussetzung für das Entstehen eines funktionierenden Wasserstoffmarktes ist, ist es daher erforderlich, die entsprechenden gesetzlichen Lücken rasch zu schließen.

### 2.3.2 H<sub>2</sub> Roadmap für Österreich

Gestärkt durch die neuen gesetzlichen Bestimmungen im Gaswirtschaftsgesetz zu Wasserstoff wurde das Projekt H<sub>2</sub>-Readiness von AGGM, den Verteilernetz- und Fernleitungsnetzbetreibern Österreichs ins Leben gerufen. Im Rahmen dieses Projekts wird eine Roadmap für das zukünftige Gasnetz erstellt, um den Grundstein für die Energiesystemwende zu legen. Dabei soll sukzessive das bestehende Gasnetz für den parallelen Transport von Methan und Wasserstoff transformiert werden, um so eine optimale Nutzung bestehender Infrastruktur zu gewährleisten. Als Grundlage für die Planung eines solchen Netzes dient neben den Ergebnissen der Studie ONE<sup>100</sup> auch die im

Frühjahr 2022 durchgeführte Wasserstoffbedarfserhebung bei der Industrie und den Kraftwerken in Österreich.

Für die Erhebung wurde ein Fragebogen mit drei Kategorien des Gasbedarfs an die Industrie- und Kraftwerkskunden ausgesandt:

- Jedenfalls Methan (Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan),
- Jedenfalls Wasserstoff
- Wahlweise Wasserstoff oder Methan.

Die Abfrage erfolgte dabei für die Jahre 2023 bis 2050. Die Kategorisierung des zu beziehenden Gases gibt dem Netzkunden nicht nur die freie Entscheidung, ob bzw. ab wann zukünftig Wasserstoff oder weiterhin Methan bezogen werden soll, sondern ermöglicht auch gewisse Flexibilität in der Umstellung der Bestandsinfrastruktur, bestehend aus öffentlichen Gasleitungen.

Neben dem Wasserstoffbedarf wurde auch die zukünftige Wasserstoffproduktion in Österreich abgefragt.

Die Ergebnisse der ersten Wasserstofferhebung 2022 wurden auch für das neue Absatzmodell der Langfristigen und integrierten Planung herangezogen. Das Absatzmodell gliedert sich erstmalig in Methan und Wasserstoff und umfasst einen Planungszeitraum bis 2040 mit Ausblick auf 2050 (für nähere Informationen siehe Kapitel 2.7.1).

### Großes Interesse an Wasserstoff

Das Ergebnis der Abfrage zeigt ein deutliches Interesse der Unternehmen an Wasserstoff und den einhergehenden Rückgang des Methanbedarfs. In den Jahren von 2023 bis 2040 reduziert sich der Methanbedarf der abgefragten Unternehmen um etwa 55%. Unter Berücksichtigung der zu verwirklichenden Klimaneutralität 2040, ist hier zu beachten, dass Biomethan bzw. synthetisches Methan weiterhin eine wesentliche Rolle zur Bedarfsdeckung in der Industrie spielen wird.

Erste größere Wasserstoffbedarfe in Österreich wurden bereits für das Jahr 2025 mit einer Jahresmenge von 2,3 TWh angegeben. Deutliche Steigerungen gibt es im Jahr 2030 mit einem gemeldeten Bedarf von ca. 23 TWh. Ab dem Jahr 2040 erhöht sich der Wasserstoffbedarf im Vergleich zum Jahr 2030 auf 51 TWh mit einer benötigten Anschlussleistung ans Gasnetz von etwa 10 GW. Bis 2050 leitet sich aus der Bedarfserhebung ein weiterer Zuwachs auf 65 TWh Wasserstoff.

Im Gegensatz zu den großen Wasserstoffbedarfen kam von der Abfrage der Produktion und Einspeisung deutlich weniger Rückmeldungen.

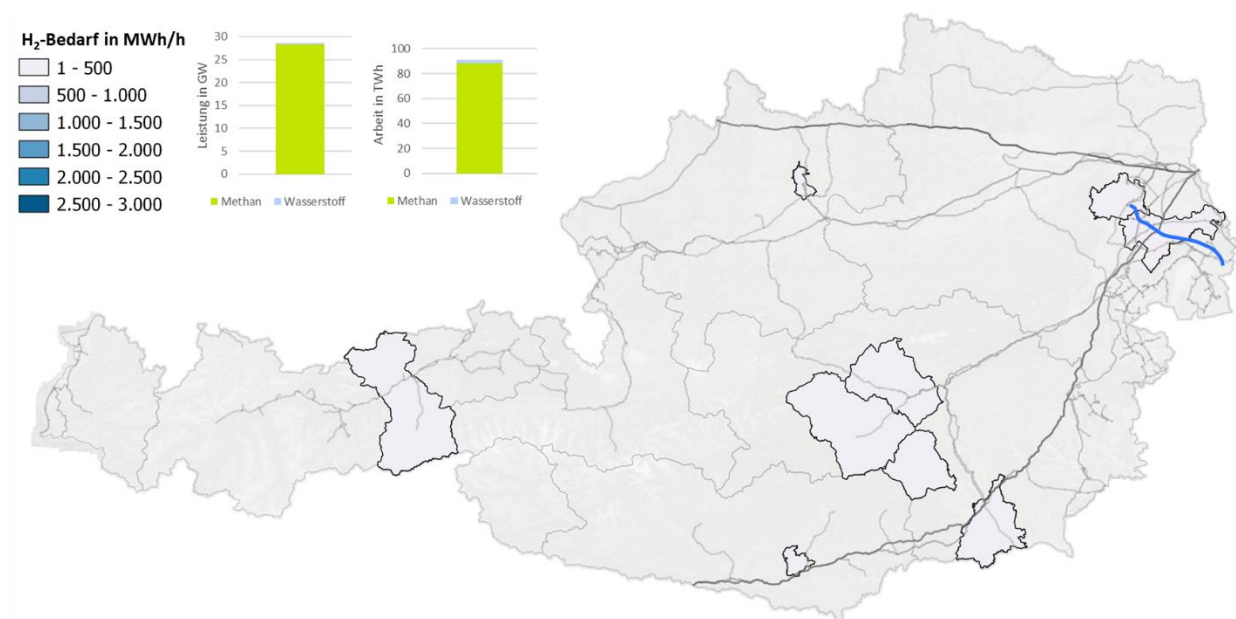
### Entwicklungspfad von heute bis 2050

Basierend auf dem aktuellem Absatzmodell für Methan und Wasserstoff wurde unter Berücksichtigung unterschiedlicher Bezugsmodelle (Import, nationale Produktion, Speicher) ein kombiniertes Methan- und Wasserstofftransportmodell unter der Prämisse, möglichst viel Bestandsinfrastruktur zu nutzen, entworfen und hydraulisch für die Jahre 2025, 2030, 2040 und 2050 modelliert. Als Ergebnis ergeben sich mehrere Transformationsmöglichkeiten des Gasnetzes, um den erhobenen zukünftigen Wasserstoffbedarf im Verteilergesamt decken zu können. Eine dieser Transformationsmöglichkeiten wird in diesem Kapitel dargestellt.

Für das Jahr 2025 wurden erste Wasserstoffbedarfe in Tirol, der Steiermark, Wien, Linz und dem Bezirk Bruck/Leitha in Niederösterreich gemeldet. Die Bedarfe in Wien und Bruck/Leitha wurden sogar von konkreten Kapazitätserweiterungsanträgen für erneuerbaren Wasserstoff ab 2025/2026 untermauert. Gleichzeitig wurde auch ein Kapazitätserweiterungsantrag für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff im Burgenland gestellt. Nähere Informationen zu den Kapazitätserweiterungsanträgen sind in Kapitel 2.7.1.3 zu finden. Um diese Einspeisung mit dem Verbrauch zu verbinden und die nachgefragte Kapazität zu decken, ist eine Gasleitung zwischen Zurndorf und Wien notwendig (Abbildung 1). Dieses konkrete Projekt namens „H<sub>2</sub> Collector Ost“ wird in Kapitel 2.3.2.1 näher beschrieben und wird in den entsprechenden Planungsprojekten 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04 zur Genehmigung bei der E-Control eingereicht. Ziel ist es, mit einer geplanten Umsetzungsdauer der Projekte den nachgefragten Wasserstoffkapazitätsbedarf ab 2026 über eine Gasleitung mit diskriminierungsfreiem Netzzugang gemäß GWG 2011 decken zu können.

Die restlichen Wasserstoffbedarfe in Abbildung 1 sind noch zu gering, um diese über das Gasnetz zu decken und werden daher entweder lokal von kleineren Elektrolysen versorgt oder falls es sich um Prozesswärme handelt, weiterhin mit Methan versorgt.

Abbildung 1: H<sub>2</sub> Roadmap 2025



Quelle: AGGM, 2022

Im Jahr 2030 steigt der nachgefragte Wasserstoffkapazitätsbedarf von 400 MW 2025 auf 4.000 MW, während die Methanspitzenleistung um 1.700 MW auf 28.000 MW sinkt.

Mit der Umsetzung der KNEP Projekte GCA 2022/02, GCA 2022/3 und TAG 2022/01 werden Importmöglichkeiten von Wasserstoff über die TAG, WAG und Penta-West geschaffen. Dies bedeutet, dass Oberösterreich, Kärnten, Niederösterreich und die Steiermark durch Anbindungen an die Fernleitung auch mit Wasserstoff versorgt werden können. Auch der nun erhöhte Kapazitätsbedarf in Wien und Bruck/Leitha kann entweder über zusätzliche Inlandsproduktion und/oder einer Anbindung an die TAG in Enzersdorf erfolgen. Das transformierte Gasnetz aus Bestandsleitungen und notwendigen Zubauten wird in der Lage sein, alle erneuerbaren Gase (inkl. Wasserstoff) zu transportieren. Im Detail wird das Gasnetz teilweise aus parallelen Strängen besteht, von denen ein Strang Methan und der andere Wasserstoff

transportiert; das ändert aber nichts daran, dass es ein eng vermaschtes Netz für erneuerbare Gase ist.

Mit der Leitung zwischen der WAG-Abzweigstation Rainbach und Puchkirchen kann nicht nur der Wasserstoffbedarf in Linz und im Zentralraum Oberösterreichs, sondern auch erste Wasserstoffspeicher in Oberösterreich an das Netz angeschlossen werden. Diese oberösterreichische Verbindung setzt sich aus der 100% H<sub>2</sub>-ready Adaption von ca. 70 km bestehender Netzebene 1 und 2 Infrastruktur, dem Neubau und dem altersbedingten Austausch ca. 60 km Rohrleitungen, sowie etwaigen Lückenschlüssen in der Netzebene 2 und 3 zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit mit Methan zusammen.

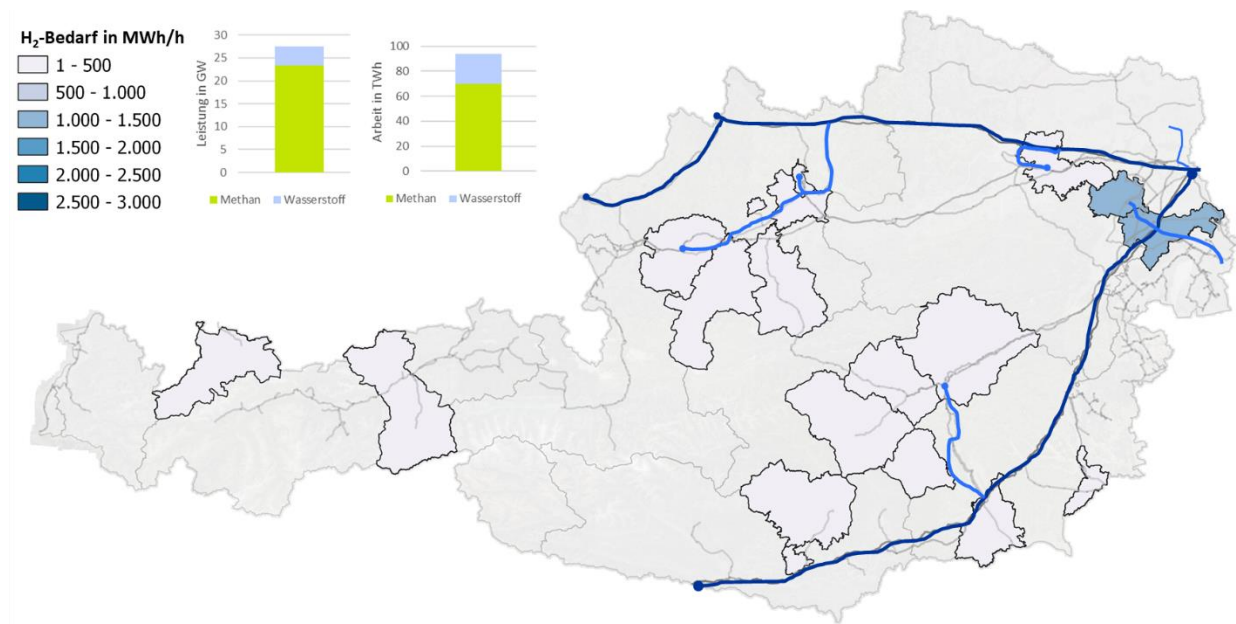
Auch die potenziellen Wasserstoffspeicher im Weinviertel Niederösterreichs können weitgehend über adaptierte Bestandsinfrastrukturen des Primärverteilersystems 2 angeschlossen werden. Anderenfalls müssten Speicheranschlussleitungen zur Netzebene 1 oder zur Fernleitung errichtet werden.

In der Steiermark wird über die TAG-Anbindung in Weitendorf und durch den Lückenschluss der bereits geplanten aber bisher nie umgesetzten S4 zwischen Weitendorf und Gratkorn (ca. 40 km) und der Adaption der bestehenden Südschiene zwischen Gratkorn und Bruck an der Mur (ca. 35 km) das Kraftwerk Mellach sowie die ersten Industriekunden im Raum Bruck an der Mur/Kapfenberg mit Wasserstoff versorgt werden.

Die neu zu errichteten Leitungen werden vorausschauend dimensioniert, sodass auch die Kapazitätsbedarfssteigerungen 2040 und 2050 in diesen Regionen ohne zusätzliche Leitungsverstärkungen gedeckt werden können.

Bis zum Jahr 2040 steigt der nachgefragte Wasserstoffkapazitätsbedarf von 4.000 MW auf 10.000 MW, während die Methanspitzenleistung auf 15.000 MW sinkt. Da das Netzebene 1 Zielnetz 2030 schon vorausschauend dimensioniert wurde, bedarf es für bestehenden Regionen keine großen Neuerrichtungen. Da 2040 nun auch die Industrie in der Mur-Mürz-Furche einen Wasserstoffbedarf gemeldet hat, muss diese Region auch mit Wasserstoff aufgeschlossen werden. Dies wird mit der Adaption der gesamten Südschiene zwischen Gänserndorf und Bruck an der Mur erfolgen. Somit kann einerseits in der Steiermark die Versorgungssicherheit von Wasserstoff erhöht werden und andererseits können zukünftige Wasserstoffkunden in der Obersteiermark und im Industrieviertel über die Südschiene versorgt werden. Die bestehende Methanversorgung der Steiermark wird weiterhin über Weitendorf aus der TAG, über die Pyhrnleitung aus Oberösterreich und über die Süd 1 über die Semmeringleitung aus Niederösterreich erfolgen.

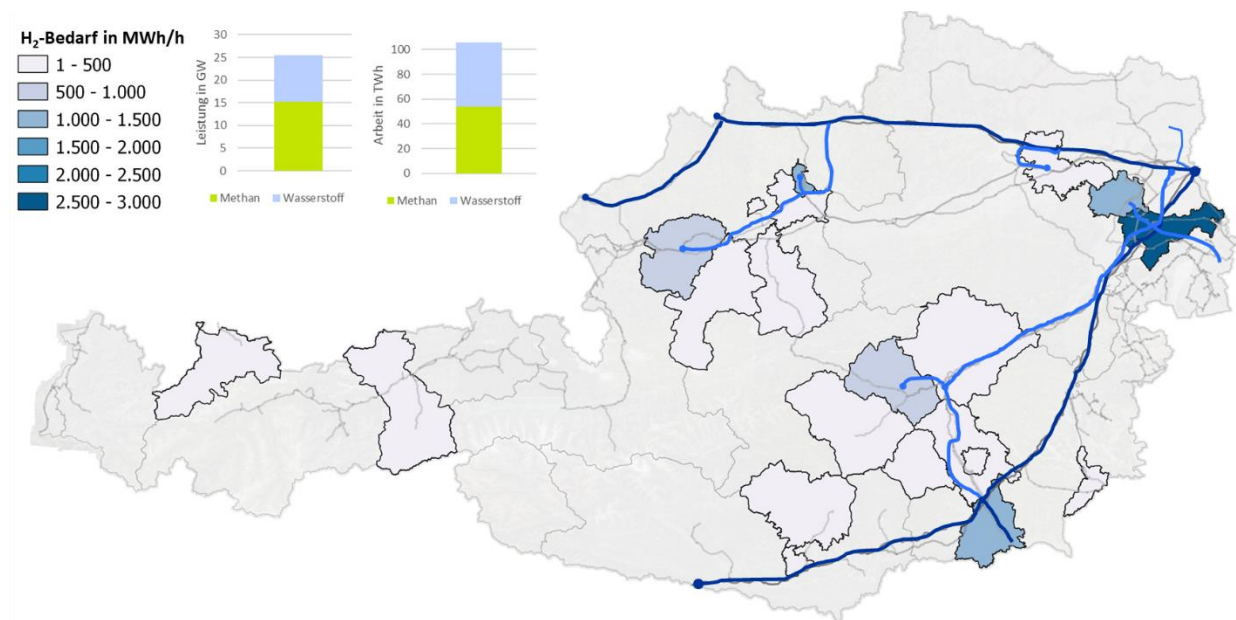
Abbildung 2: H<sub>2</sub> Roadmap 2030



Quelle: AGGM, 2022

Um die parallele Bestandsinfrastruktur zwischen der Steiermark und Niederösterreich zu erhalten und zukunftsfähig zu machen, sowie um die Transformation des Gasnetzes möglichst effizient und kostengünstig umzusetzen, wird das LFIP Projekt 2022/05 zur Genehmigung bei E-Control eingereicht. Nähere Informationen zu diesem Projekt sind in Kapitel 4 zu finden.

Abbildung 3: H<sub>2</sub> Roadmap 2040

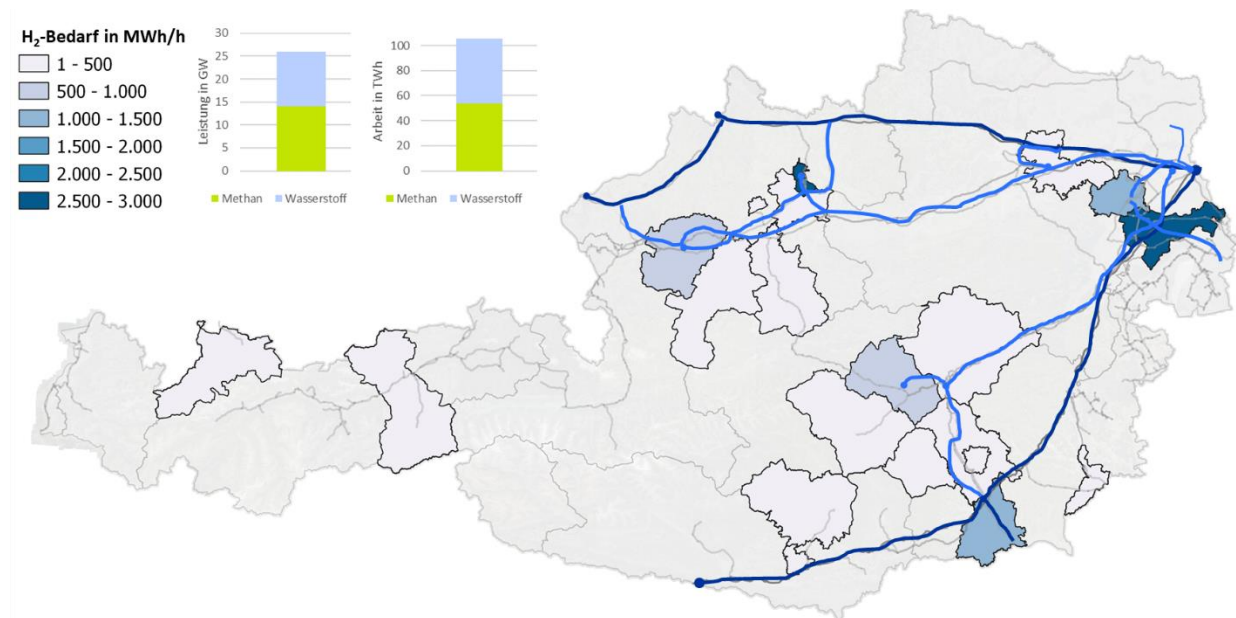


Quelle: AGGM, 2022

Bis zum Jahr 2050 ändert sich der Wasserstoff- und Methanbedarf nur mehr geringfügig, jedoch wird erwartet, dass die großen Gasspeicher in Oberösterreich und Salzburg auf Wasserstoffspeicher adaptiert werden und somit auch einen dementsprechend hohen Wasserstoffkapazitätsbedarf an das Netz stellen, welcher jedoch AGGM noch nicht indikativ bekannt gegeben wurde. Dieser Bedarf könnte durch die Adaption der bestehenden

leistungsstarken Westschiene zwischen Haidach und Baumgarten in Niederösterreich gedeckt werden. Der verbleibende Methantransport zwischen Oberösterreich und Niederösterreich wird dann über die WAG und über die West 1 Leitung (Netzebene 2) zwischen Doislau und Kronstorf bewerkstelligt. Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit kann auch der Lückenschluss zwischen Haidach und der Penta-West im Verteilerggebiet errichtet werden.

Abbildung 4: H<sub>2</sub> Roadmap 2050



Quelle: AGGM, 2022

### Wasserstoffaufbringung

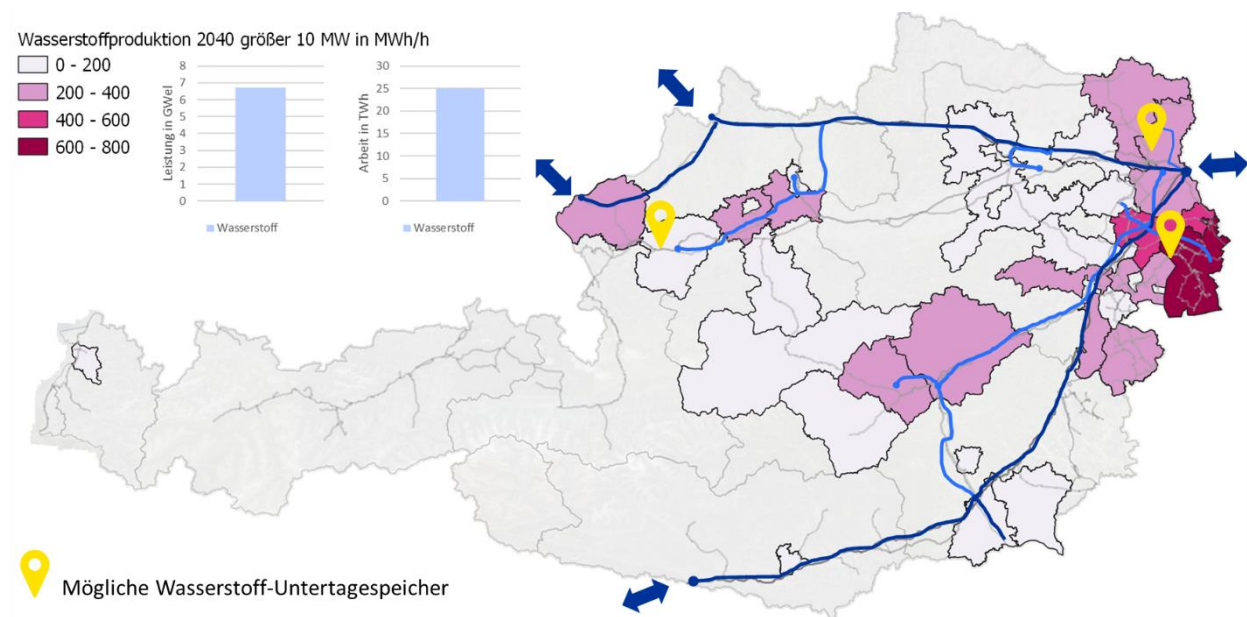
Der benötigte Wasserstoff kann einerseits über die Fernleitung aus Italien, Deutschland oder der Slowakei ins Verteilerggebiet importiert werden oder durch nationale Produktion aufgebracht werden.

Abbildung 5 zeigt das regionale Potential der inländischen erneuerbaren Wasserstoffproduktion aus Elektrolyse für das Jahr 2040. Die gezeigten Leistungen an Wasserstoffeinspeisung in MWh/h von in Summe 5,3 GW (entspricht einer Elektrolyseleistung von 6,7 GW<sub>el</sub>) basierend auf den optimierten Ergebnissen von ONE<sup>100</sup> und wurden anhand der regionalen Rückmeldungen aus der Wasserstofferhebung nochmals aktualisiert.

Es ist ersichtlich, dass sich die großen Wasserstoffeinspeisungen in Nähe der fluktuierenden erneuerbaren Stromproduktion aus Wind, Photovoltaik im Osten Österreichs, in der Mur-Mürz-Furche in der Steiermark sowie im Zentralraum Oberösterreichs zu finden sind.

Diese flexiblen Elektrolysen ermöglichen somit den raschen Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Stromproduktion durch Optimierung und Vereinfachung des Stromnetzausbaus und der saisonalen Verlagerung erneuerbarer Energie durch die ans Gasnetz angeschlossenen großen Wasserstoff-Untertagespeicher in Oberösterreich, Salzburg und Niederösterreich. Somit könnte bei entsprechender Ausnutzung der in Österreich vorhandenen erneuerbarer Strompotentiale ca. 25 TWh erneuerbarer Wasserstoff in Österreich produziert werden.

Abbildung 5: Wasserstoffproduktion für 2040



Quelle: AGGM, 2022

## Zusammenfassung

Die H<sub>2</sub> Roadmap zeigt, dass ein Großteil des zukünftigen Gasnetzes als Netzebene 1 und Netzebene 2 bereits existiert. Diese Bestandsinfrastruktur, speziell bereits vorhandene Parallelinfrastruktur (meist Netzebene 1 & Netzebene 2), gilt es demnach zu erhalten, um zukünftig alle Optionen zur Netzentwicklung zur Verfügung zu haben. Darüber hinaus muss das zukünftige Kombinetz vor allem vorausschauend mit ausreichenden Kapazitäten geplant werden um für den Hochlauf des Wasserstoffbedarfes möglichst rasch, effizient, kostengünstig und flexibel zu ermöglichen.

Darüber hinaus hat die Wasserstofferhebung gezeigt, dass unterschiedliche Entwicklungspfade eintreten können und wir bereits heute die Optionen in der Tasche haben, um für die meisten Eventualitäten mit den notwendigen Projekten gerüstet zu sein.

Außerdem zeigen die konkreten Kapazitätserweiterungsanträge, dass die Wasserstoffinfrastruktur schon morgen benötigt wird und wir mit Planung, Genehmigung und Bau schon heute beginnen müssen, um die nachgefragten Bedarfe zu decken und vor allem das Ziel der Klimaneutralität 2040, die Dekarbonisierung und die Diversifizierung und Reduktion der Importabhängigkeit nicht zu verzögern.

Aus diesen Gründen gibt es bereits heute zwei konkrete Vorhaben, die zur Erreichung dieser Ziele beitragen:

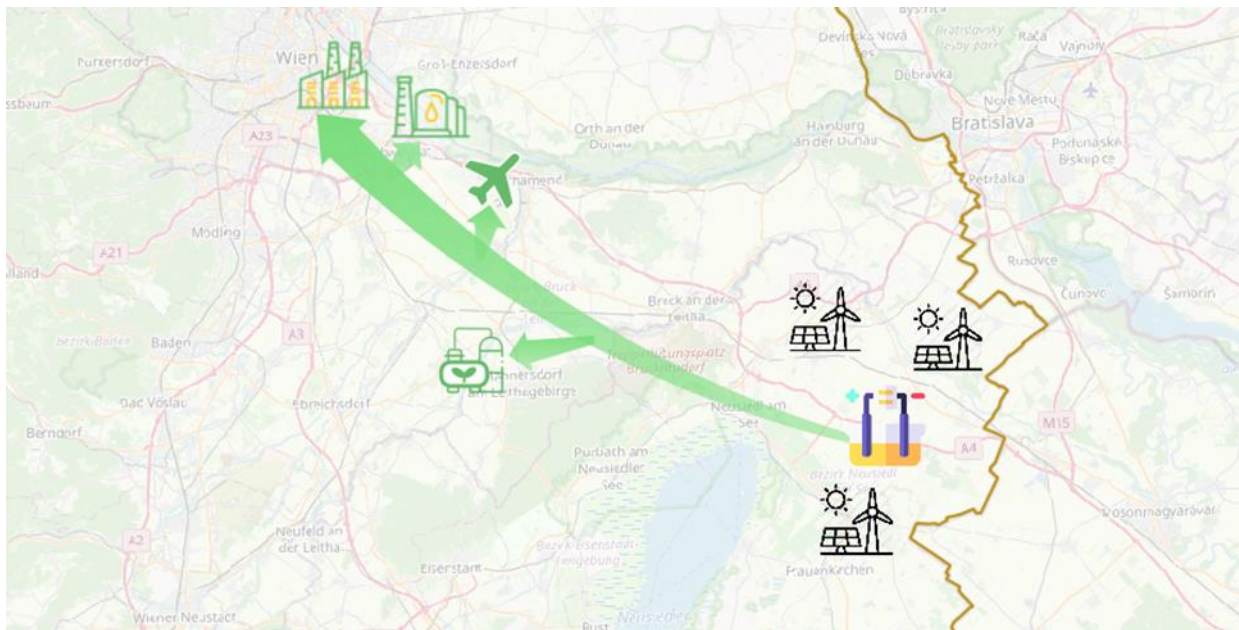
### 2.3.2.1 H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbares Gas („H<sub>2</sub> Collector Ost“)

Das Projekt H<sub>2</sub> Collector Ost wurde gemeinsam mit Netz Burgenland, Netz Niederösterreich, Gas Connect Austria und den Wiener Netzen, basierend auf den erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträgen für die Einspeisung und Ausspeisung von erneuerbarem Gas, entwickelt. Das Ziel ist die Errichtung einer 100 % H<sub>2</sub>-ready Gasleitung und der Adaption von Bestandsinfrastruktur, bestehend aus öffentlichen Gasleitungen zwischen Zurndorf und Wien,



um erneuerbaren Wasserstoff aus dem Burgenland ab 2026/2027 zu den Abnehmern in Niederösterreich und Wien zu transportieren.

Abbildung 6: H<sub>2</sub> Collector Ost - schematische Darstellung



Quelle: AGGM,2022

Das Stromnetz im Burgenland, welches Verbrauchsspitzen von ca. 300 MW aufweist, muss aufgrund der enormen Windkapazität im Nordburgenland eine Einspeisung bis zu 1.200 MW bewerkstelligen. Dies bedeutet auch, dass der Strom über 380kV Höchstspannungsleitungen des Stromübertragungsnetzes der APG in ganz Österreich verteilt werden muss. Das Stromübertragungsnetz wird aktuell an seiner Leistungsgrenze betrieben und speziell im Burgenland können aufgrund von Engpässen im vorgelagerten Netz vorerst keine weiteren Netzzuganganträge für die Einspeisung von erneuerbarem Strom aus Windkraftwerken und großen Photovoltaikanlagen zugesagt werden.

Aktuell arbeitet APG intensiv (und in Abstimmung mit den Strom-Verteilernetzbetreibern), wie im Netzentwicklungsplan von APG dargestellt, ist an weiteren Ausbauten des Übertragungsnetzes. Um die Ziele 2030 und 2040 überhaupt erreichen zu können, müssen schnellstmöglich einfache, effiziente und von den Anrainern akzeptierte Projekte umgesetzt werden.

Eine einfache, aber ineffiziente Lösung könnte darin bestehen, diese Erzeugungsspitzen abzuregeln, wodurch ein Teil des erneuerbaren Stroms komplett verloren geht. Die bessere Lösung ist, diesen Strom zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff mittels Elektrolyse zu verwenden. Dabei werden ca. 20-25 % des Stroms auch in Wärme mit ca. 60 °C umgewandelt. Dennoch sei es besser, diesen Strom nutzbar und speicherbar zu machen. Es gilt weiterhin, dass fossile Energieträger wie Erdgas und Erdöl in der energieintensiven Industrie einfach und effizient durch erneuerbaren Wasserstoff zu substituieren sind.

Durch die rasche Umsetzung innerhalb von 3 Jahren kann die erste 100% H<sub>2</sub>-ready Gasleitung Österreichs einen zeitnahen und schnelleren Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion ermöglichen und gleichzeitig die Versorgung mit erneuerbaren Gasen, nämlich 100% erneuerbaren Wasserstoff realisieren. Außerdem kann durch die Sektorkopplung dieser Leitung

an 7 Umspannwerken in der Region Wasserstoff produziert werden und so der notwendige Stromnetzausbau effizienter und kostengünstiger bewerkstelligt werden.

Durch zwei potenzielle Untergrundspeicher in nächster Nähe zur geplanten Trasse des H<sub>2</sub> Collector Ost ermöglichen auch die Speicherbarkeit und Nutzung von erneuerbarem Wasserstoff in den Gaskraftwerken, insbesondere im Winter bei Strommangel und erhöhtem (Fern-)wärmebedarf.

Der leistungsstarke H<sub>2</sub> Collector Ost wird so dimensioniert, dass die Einspeisung des gesamten erneuerbaren Wasserstoff Potentials der Region möglich sein wird und die Deckung des langfristigen Bedarfs der Industrie und Kraftwerke der Region schon heute mitgedacht und mitgeplant wurde. Somit sind sogar zusätzliche Kapazitäten für zukünftige Entwicklungen und Betriebsansiedelungen in der Region vorhanden.

Durch die Anschlussmöglichkeit an das European Hydrogen Backbone über die TAG in Enzersdorf sowie über die Süd 3 in Schwadorf ist diese Leitung zukunftssicher und der erste Meilenstein für das zukünftige österreichische Gasnetz.

Nähere Informationen und die technischen Details zu den konkreten LFIP Planungsprojekten 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04 des H<sub>2</sub> Collector Ost sind in Kapitel 4 zu finden.

### 2.3.2.2 Schulterchluss zwischen Strom & Gas: APG und GCA mit Power-to-Gas Konzept zur Energiewende

Gas Connect Austria (GCA) und der Strom-Übertragungsnetzbetreiber Austrian Power Grid (APG) arbeiten auch an einem Pilotprojekt für eine Power-to-Gas (P2G) Anlage zur Umwandlung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff um überschüssigen Strom, der nicht in das Netz eingespeist werden kann, in einen gasförmigen Energieträger umzuwandeln und damit speicherbar zu machen. Dieser soll anschließend in das bestehende Ebene 1 Netz der GCA eingespeist werden. Ziel ist es, jede erneuerbar erzeugte kWh nutzbar zu machen. Da es noch keinen etablierten Wasserstoffmarkt in Österreich gibt, wird das Vorhaben als Laboranlage geplant, wodurch in einer Testumgebung die Marktreife von P2G im regulierten Bereich unter realen Bedingungen getestet werden kann.

Die Anlage wird mit einer Elektrolysekapazität von 50 MW<sub>el</sub> skizziert und soll dabei helfen, die Power-to-Gas-Technologie im Rahmen des § 22a EIWOG 2010 zu etablieren, wofür die Genehmigung der österreichischen Regulierungsbehörde E-Control erforderlich wäre. Die Anlage soll überschüssige erneuerbare Energie, welche nicht über das Stromnetz transportiert werden kann und daher verloren wäre, mittels Elektrolyse in gasförmige Energie in Form von Wasserstoff umwandeln. Der Wasserstoff kann entweder sofort, z.B. für die Stahlindustrie, Kraftwerke oder zur Betankung von LKW und Bussen genutzt werden, oder eingelagert werden. Eine Gasleitung soll Produktions- und Einspeiseort miteinander verbinden.

Die gemeinsam mit der APG geplante Power-to-Gas Anlage wäre die größte Sektorenkopplungsdemonstration im regulierten Bereich in Österreich. Das Konzept, dem ein gesamtsystemischer Ansatz zugrunde liegt, ist flexibel skalierbar und auf ganz Österreich ausrollbar. Es umfasst den Bau und Betrieb von P2G-Anlagen als Integrator der Strom- und Gasinfrastruktur, wobei die Netzbetreiber die Anlagen allen Marktteilnehmern diskriminierungsfrei zur Verfügung stellen und nicht der Eigentümer der gewonnenen Energie sind. Das Konzept könnte als Vorlage für weitere Sektorkopplungsanlagen dienen und einen wichtigen Beitrag für ein CO<sub>2</sub> neutrales ganzheitlich funktionierendes Energiesystem leisten.

Derzeit finden sich aufgrund der rechtlichen Rahmenbedingungen jedoch keine konkreten Projekte zu Umsetzung dieses Pilotprojekts in der Langfristigen und integrierten Planung wieder, da eine dem § 22a EIWOG entsprechende Bestimmung im GWG fehlt.

## 2.4 Power-to-Gas Potentiale für 2030 und Interaktion mit der aktuellen Entwicklung des Stromsystems des Übertragungsnetzbetreibers APG

In Zusammenarbeit zwischen Austrian Power Grid AG (APG) und AGGM bezüglich potenzieller APG-Umspannwerke zum Anschluss großtechnischer Lasten, d.h. Elektrolyseuren zur Produktion und Einspeisung von Wasserstoff, wurden folgende Einspeisungspunkte in zukünftigen Wasserstoffnetze und Entnahmepunkte an Umspannwerken identifiziert, die systementwicklungstechnisch für den gleichzeitigen Anschluss an das Strom-Übertragungsnetz der APG und an die Netzebene 1 des Gasnetzes 2030 gut geeignet sein könnten (Tabelle 1). Diese Angaben verstehen sich vorbehaltlich abweichender Ergebnisse aus tiefergehenden weiteren Analysen<sup>1</sup>.

Tabelle 1: Potentiell geeignete Standorte für Power-to-Gas Anlagen

Potentieller Standort Gasnetz-einspeisung	Potentielle Umspannwerke für den Anschluss von Power-to-Gas Anlagen	Art der Gaseinspeisung	Möglicher Zeitpunkt Herstellung Netzzugang Gasnetz	Voraussetzung im Gasnetz Projekte in LFIP und KNEP
H <sub>2</sub> Collector Ost - Sarasdorf	UW Sarasdorf	Reiner Wasserstoff	ab 2026	LFiP 2022/01, LFIP 2022/02, LFIP 2022/03
H <sub>2</sub> Collector Ost - Zurndorf	UW Zundorf	Reiner Wasserstoff	ab 2026	LFiP 2022/01, LFIP 2022/02, LFIP 2022/03
Knoten Schwechat	UW Wien Südost	Reiner Wasserstoff	ab 2026	LFiP 2022/01, LFIP 2022/02, LFIP 2022/03
Tallesbrunn Baumgarten	UW Prottes	Blending Reiner Wasserstoff	ab 2029 ab 2030	- KNEP TAG 2022/01, KNEP GCA 2022/02
Enzersfeld	UW Bisamberg	Blending Reiner Wasserstoff	ab 2024 ab 2030	- KNEP GCA 2022/02
Langenschönbichl	UW Dürnrohr	Blending Reiner Wasserstoff	ab 2024 ab 2030	- KNEP GCA 2022/02

Quelle: APG & AGGM, 2022

Darüber hinaus fand im aktuellen Planungsprozess eine Abstimmung zu den Power-to-Gas Potentialen in Österreich für den TYNDP 2024, basierend auf der österreichischen Wasserstoffstrategie, den Ergebnissen aus ONE<sup>100</sup> sowie Experteneinschätzungen, statt (siehe Tabelle 2).

<sup>1</sup> Die potenzielle Eignung bezieht sich lediglich auf die räumlichen Gegebenheiten und transporttechnischen Möglichkeiten, insbesondere des Stromnetzes. Die Machbarkeit der Herstellung entsprechender Netzanschlüsse, im Rahmen der Allgemeinen Netzbedingungen der APG („ANB“), oder die möglichen Zeithorizonte zur Herstellung der Anschlüsse müssen anhand aktueller Daten zum Zeitpunkt der Umsetzung geprüft werden. Konkrete Untersuchungen und die Entwicklung entsprechender Projekte werden im Zuge eines Netzanschlussprozesses nach konkreter Anfrage eines Projektwerbers durchgeführt. Die vorliegenden Ergebnisse dienen daher nur als erste Indikation und sind nicht verbindlich.

Tabelle 2: TYNDP 2024 Meldung

Standort Power-to-Gas	Kapazität 2030 [MWel]	Kapazität 2040 [MWel]	Kapazität 2050 [MWel]
Österreich	1000	6900	10.000

Quelle: APG, AGGM, Gas Connect Austria 2022

## 2.5 Der österreichische Koordinierte Netzentwicklungsplan 2022

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

Die Planung basiert auf den Bedarfen, die gemäß Artikel 26 CAM NC bei den Fernleitungsnetzbetreibern gemeldet wurden und im Market Demand Assessment Report publiziert wurden. Aufbauend auf den gemeldeten Bedarfen werden Projekte entwickelt, welche die Kapazitätsbedarfe decken. Darüber hinaus enthält der KNEP2022 auch Projekte, welchen von den Fernleitungsnetzbetreibern vorgeschlagen wurden, um einerseits die Versorgungssicherheit Österreichs zu Erhöhen und andererseits Importmöglichkeiten für Wasserstoff zu schaffen.

AGGM geht bei der Entwicklung der Projekte auf Fernleitungsebene davon aus, dass alle Kapazitäts- und Druckzusagen eingehalten werden.

Damit der zukünftige Wasserstoffbedarf im österreichischen Verteilergebiet auch versorgungssicher gedeckt werden kann, bedarf es neben der indigenen Produktion auch Importe und respektive Kapazitäten aus der Fernleitung ins Verteilergebiet. Diese Kapazitäten wurden in der H<sub>2</sub> Roadmap auf Basis der Wasserstoffbedarfserhebung 2022 ermittelt und in den KNEP 2022 eingebracht, um dementsprechend berücksichtigt zu werden (Siehe dazu Tabelle 3). Anzumerken ist, dass hinter diesen Bedarfen bis jetzt noch keine Kapazitätserweiterungsverträge stehen.

Tabelle 3: Benötigte Wasserstoff-Kapazitäten des Verteilergebiets.

	GWh/h	2030	2040	2050
<b>AZP</b>				
AZP-TAG		2,5	6 bis 8	6 bis 9
AZP-WAG		1	2 bis 5	3 bis 6

Quelle: AGGM, KNEP 2022

## 2.6 Der Integrierte Netzinfrastrukturplan gemäß § 94 EAG

Da noch kein integrierter Netzinfrastrukturplan erstellt und veröffentlicht wurde, konnte dieser auch noch nicht berücksichtigt werden. Dennoch sollten folgende Projekte der Langfristigen und integrierten Planung 2022 zur Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen (konkret mit erneuerbarem Wasserstoff) in den Integrierten Netzinfrastrukturplan gemäß § 94 EAG berücksichtigt werden:

Tabelle 4: Projekte für den integrierten Netzinfrastrukturplan.

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Inbetriebnahme	Status
2022/01	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 1 (Netz Burgenland)	Netz Burgenland	12/2026	neu KEA
2022/02	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 2 (Netz NÖ)	Netz NÖ	12/2026	neu KEA
2022/03	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 3 (GCA)	Gas Connect Austria	12/2026	neu KEA
2022/04	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 4 (Wiener Netze)	Wiener Netze	12/2026	neu KEA
KEV	Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen			
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden			
NA	erforderlicher Netzausbau			
E	Ersatzinvestitionsprojekt			

Quelle: AGGM, 2022

## 2.7 Datenmodell der Langfristigen und integrierten Planung 2022

### 2.7.1 Absatzmodell

Das Absatzmodell beschreibt, wann, wo und wieviel Gas (Methan und Wasserstoff) von Endkunden benötigt wird, und wird für die gesamte Planungsperiode von 2023 bis 2040 mit Ausblick 2050 erstellt. Das Absatzmodell wird für alle drei Marktgebiete (Marktgebiet Ost, Marktgebiet Tirol und Marktgebiet Vorarlberg) getrennt erstellt, wobei für die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg aufgrund der geringeren Komplexität nur das Baseline Szenario erstellt wurde.

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

#### 2.7.1.1 Erstellung des Absatzmodells - Methode

Bei der Erstellung des Absatzmodelles wird sowohl die maximal mögliche Stundenleistung Methan und die maximal mögliche Stundenleistung Wasserstoff als auch der Jahresabsatz für Methan und Wasserstoff ermittelt.

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

#### Maximal mögliche Stundenleistung Methan

Die maximal mögliche Stundenleistung Methan wurde auf Basis der gemessenen historischen Netzbelastung je Netzbereich ermittelt (Quelle: Onlinemessungen und Clearingwerte), wobei diese auf Basis der An- und Abmeldungen von Endkunden aus dem Netzzugangsprozess,

geografisch richtig einem Verbrauchszentrum zugeordnet, erhöht bzw. verringert wurde. Unabhängig von der tatsächlich in Anspruch genommenen Stundenleistung wurden die Kraftwerke mit Ihrer vertraglichen Anschlussleistung (Quelle: Erhebung ECA und Netzzugangsprozess) und die restlichen Großabnehmer mit ihrer maximalen Dauerbelastung (Quelle: Onlinemessungen) berücksichtigt. Die maximal möglichen Stundenleistungen je Netzbereich wurden zeitgleich angenommen und zum Netzbetreibermaximum (NB\_Max) aggregiert.

Die auf diese Weise ermittelte maximale mögliche Stundenleistung ist um ca. 1% höher als die tatsächlich gemessene maximale IST Stundenleistung.

Für die Ermittlung der maximal möglichen Stundenleistung für die Zukunft, wurden die von den Netzbetreibern im Rahmen der Absatzerhebung übermittelten Einschätzungen der zukünftigen An- bzw. Abmeldungen je Verbrauchszentrum herangezogen und mit einer möglichen Absatzreduktion aufgrund von Abmeldungen oder Umstieg auf Wasserstoff kombiniert.

### Maximal mögliche Stundenleistung Wasserstoff

Die maximal mögliche Stundenleistung Wasserstoff wird auf Basis der Wasserstofferhebung der Industrie und Kraftwerken durch die Netzbetreiber ermittelt. Für die Erhebung wurde ein Fragebogen mit drei Kategorien des Gasbedarfs und der benötigten maximalen Anschlussleistung bis 2050 an die Industrie- und Kraftwerkskunden ausgesandt. Jedenfalls Methan (Erdgas, Biomethan, synthetisches Methan), jedenfalls Wasserstoff und wahlweise Wasserstoff oder Methan. Die Anschlussleistung Wasserstoff wurde aufgrund der geringen Anzahl an Kunden ohne Berücksichtigung einer Gleichzeitigkeit übertragen und gleichzeitig bei Substitution von Erdgas auf Wasserstoff der Methanbedarf und die Anschlussleistung dementsprechend reduziert.

#### 2.7.1.2 Definition der Absatzszenarien

Um einen besseren Überblick über die möglichen Absatz Entwicklungspfade von Methan und Wasserstoff zu erhalten, wurden mehrere Absatzszenarien für das Marktgebiet Ost erstellt.

Es wurden drei Absatzszenarien entwickelt, wobei drei unterschiedliche Entwicklungsmöglichkeiten bei der Umstellung von Methan auf Wasserstoff herangezogen wurden.

- **Baseline Szenario:** Der Wasserstoffbedarf entspricht der Summe des Bedarfs „Jedenfalls Wasserstoff“ und „Wahlweise Wasserstoff“ gemäß den Rückmeldungen der Wasserstofferhebung
- **Min. H<sub>2</sub> Szenario:** Der Wasserstoffbedarf entspricht nur den Rückmeldungen aus „Jedenfalls Wasserstoff“. Die wahlweisen Bedarfsmeldungen wurden dem Methanbedarf zugeordnet.
- **Max. H<sub>2</sub> Szenario:** Bei diesem Szenario wurden zusätzlich zum Bedarf des Baseline Szenarios alle Großabnehmer (Kunden mit mehr als 50 MW Anschlussleistung), welche keine Bedarfsmeldung abgegeben haben dem Wasserstoffbedarf zugeordnet.

### Entwicklung der Gaskraftwerksleistung

Die Methan-Kraftwerksleistungen wurden entsprechend den derzeit vorgehaltenen Anschlussleistungen zeitgleich angesetzt und gegebenenfalls gemäß Wasserstoffbedarfserhebung auf Wasserstoff umgestellt.

## Entwicklung der LPZ-Kunden mit einer Anschlussleistung kleiner 50 MW

Bei der Methanleistung der LPZ-Kunden mit einer Anschlussleistung kleiner 50 MW, welche keinen Wasserstoffbedarf gemeldet haben, wurde eine Reduktion aufgrund von Effizienzmaßnahmen oder Umstieg auf andere Energieträger von insgesamt 30% bis zum Jahr 2040 angenommen.

## Entwicklung der SLP-Kunden

Unter SLP-Kunden versteht man Kunden, welche über keine Leistungsmessung verfügen. Bei diesen Kunden wurde bei der Methanleistung eine lineare Reduktion von 90% bis 2040 angenommen, um die Maßnahmen aus der Konsultationsversion des Erneuerbaren-Wärme-Gesetzes zur Erreichung der Klimaneutralität 2040 bestmöglich widerzuspielen.

### 2.7.1.3 Kapazitätserweiterungsanträge

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

Derzeit liegen ein Kapazitätserweiterungsantrag für die Ausspeisung von Methan, vier Kapazitätserweiterungsanträge für die Ausspeisung von erneuerbarem Wasserstoff sowie zwei Kapazitätserweiterungsanträge für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff vor.

Tabelle 5: In der LFIP 22 berücksichtigte Kapazitätserweiterungsanträge

Nr.	Eingelangt am	PLZ	Richtung	Transport ab (Kunden Wunsch) <sup>1)</sup>	Kapazität [kWh/h]	Qualität	Voraus-sichtlicher Transport-beginn <sup>2)</sup>	Art des Gases
2021/01	03.05.2021	6395	Exit	01.12.2023	90.000	fest	12/2024	Methan
2022/01	22.06.2022	2320	Exit	01.01.2026 01.01.2030	216.873 1.141.348	fest	12/2026 12/2030	grüner Wasserstoff
2022/02	07.07.2022	2424	Entry	01.10.2025	46.000	fest	12/2026	grüner Wasserstoff
2022/03	28.07.2022	1110	Exit	01.01.2025 01.01.2028 01.01.2029 01.01.2030 01.01.2035 01.01.2040 01.01.2045 01.01.2050	181.034 191.034 201.034 1.151.034 1.171.034 1.191.034 1.211.034 1.251.034	fest	12/2026 12/2030	grüner Wasserstoff
2022/04	03.08.2022	2433	Exit	01.01.2027	8.496	fest	12/2026	grüner Wasserstoff
2022/05	25.08.2022	2460	Exit	01.01.2026	7.000	fest	12/2026	grüner Wasserstoff
2022/06	10.11.2022	2424 2460	Entry Entry	31.12.2028 31.12.2030	100.000 75.000	fest fest	12/2026 12/2026	grüner Wasserstoff

<sup>1)</sup> Datum, gemäß Angabe des Kunden, ab wann eine Gaslieferung oder Gaseinspeisung ermöglicht werden soll

<sup>2)</sup> Datum, ab wann eine Gaslieferung oder Gaseinspeisung erfolgen kann, unter Berücksichtigung der Umsetzungspläne der Netzbetreiber

Quelle: AGGM, 2022

Der Netzzugangsantrag in 6395 Hochfilzen bei Salzburg Netz GmbH konnte wegen fehlender Netzabdeckung in Salzburg nicht zugesagt werden. Mit der geplanten Fertigstellung des Projektes 2019/01 - Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil SNG kann jedoch die erforderliche Kapazität bereitgestellt werden. Deswegen benötigt es zur Erfüllung des Kapazitätserweiterungsantrags 2021/01 keine zusätzlichen Projekte in der LiFP 21. Das bestehende Projekte 2019/01 wird um einen Ausspeisepunkt in 6395 Hochfilzen erweitert.

Die Netzzugangsanträge für die Einspeisung und Ausspeisung von erneuerbarem Gas in 2320 Schwechat, 2424 Zurndorf, 1110 Wien, 2433 Margarethen am Moos, 2460 Bruck/Leitha und 2460 Bruckneudorf konnten wegen fehlender Netzabdeckung nicht zugesagt werden. Deswegen benötigt es für die Erfüllung der Kapazitätserweiterungsanträge 2022/01 – 2022/06 die neuen Projekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04.

#### 2.7.1.4 Absatzszenarien der LFIP 2022, maximal mögliche Stundenleistung

##### Marktgebiet Ost

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

Im Februar 2012 wurde der absolute Spitzenabsatz im Verteilergebiet Ost in der Höhe von 27 GW 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 LFIP 2022 herangezogen.

In Diagramm 1 ist die historische IST-Leistung von 2010 bis 2022 und die Entwicklung der maximal möglichen Stundenleistung im Verteilergebiet Ost in der Zeit von 2023 bis 2050 dargestellt. Wobei für die Zukunft die maximal mögliche Stundenleistung für die drei unterschiedlichen Szenarien aufgeteilt nach Methan und Wasserstoff dargestellt ist.

Die in Diagramm 1 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 Methan wird der maximal erwartete gleichzeitige Leistungsbedarf dargestellt, welcher sich aus der Summe der maximal erwarteten Leistungen je Verteilernetzgebiet zusammensetzt (NB\_MAX). Dabei wurde bei den SLP-Kunden eine Reduktion um 90% bis 2040 und bei den LPZ-Kunden kleiner 50 MW Anschlussleistung eine Reduktion um 30% bis 2040 unterstellt. Gleichzeitig wurden die Rückmeldungen aus der Wasserstoffbedarfserhebung zur Umstellung der Großabnehmer (Kunden größer 50 MW Anschlussleistung) und Gaskraftwerke von Erdgas, Erdöl oder Kohle auf Wasserstoff dementsprechend berücksichtigt.

Der Unterschied zwischen dem IST VG\_MAX und NB\_MAX beträgt ca. 1 %, wobei zu beobachten ist, dass die Absatz-Maxima der einzelnen Netzbereiche nur wenige Stunden nacheinander auftreten.

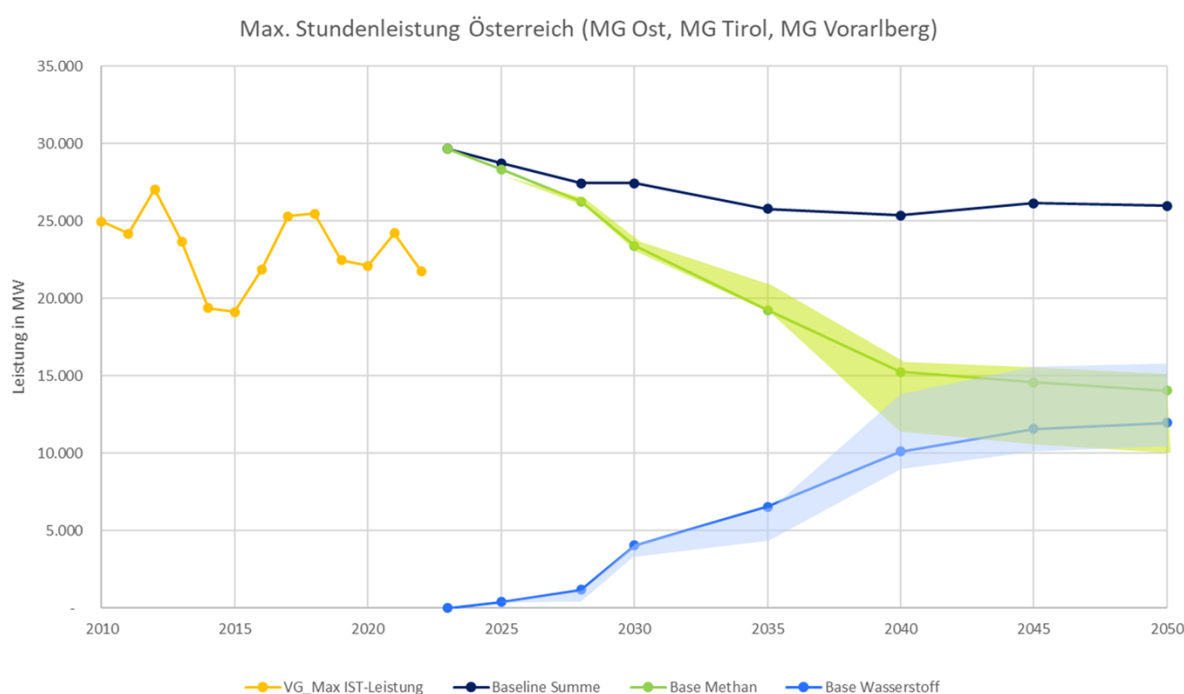


Für die hydraulischen Berechnungen zur Netzauslegung über das gesamte Verteilernetz wird der NB\_MAX Wert der maximal möglichen Stundenleistung Methan und der maximal möglichen Stundenleistung Wasserstoff herangezogen.

In Summe (Methan & Wasserstoff) wird von einem in etwa gleichbleibendem Leistungsbedarf ausgegangen, wobei bis 2040 sukzessive der Methanbedarf sinkt, und der Wasserstoffbedarf steigt. Je nach Szenario bewegt sich der Methanleistungsbedarf im Jahr 2040 zwischen 15 GW und 10 GW und der Wasserstoffleistungsbedarf im Jahr 2040 zwischen 9 GW und 14 GW.

Hier muss weiters noch festgehalten werden, dass für diesen Wasserstoffleistungsbedarf ca. 20% mehr Leitungskapazitäten benötigt werden, als für denselben Methanleistungsbedarf notwendig sind. Deshalb bedeutet ein in etwa gleichbleibender Leistungsbedarf in Summe nicht, dass das Gasnetz nicht dementsprechend für den Wasserstofftransport adaptiert und ausgebaut werden muss.

Diagramm 1: Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost



Quelle: AGGM, 2022

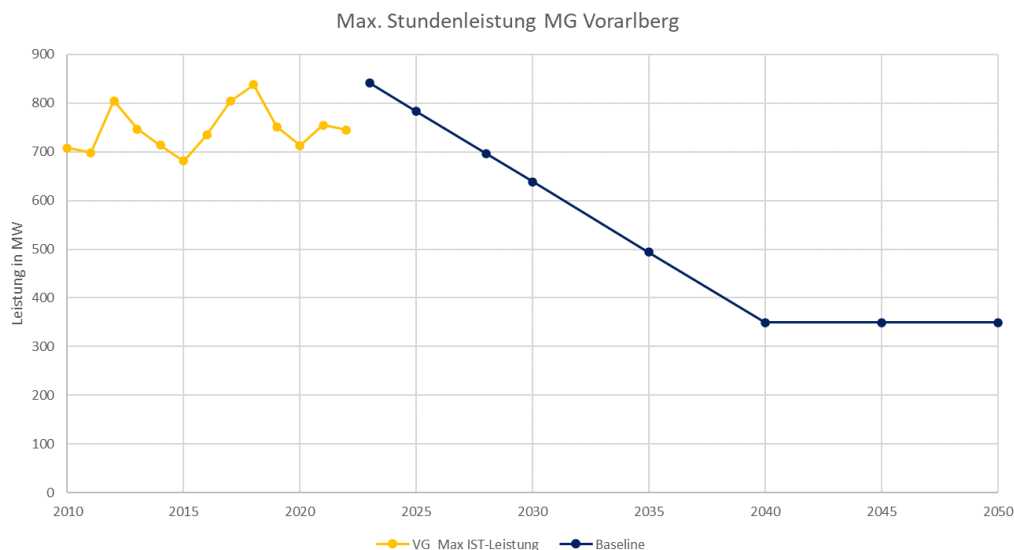
### Marktgebiet Vorarlberg

Ende Februar 2018 wurde der höchste Endkundenabsatz im Marktgebiet Vorarlberg in der Höhe von ca. 840 MW gemessen. Dieser Wert entspricht dem historischen maximalen Absatz aus dem Jahr 2012 unter Berücksichtigung der Veränderung der Anschlussleistung und des Gleichzeitigkeitsfaktors. Als Basis für die Absatzprognose der LFiP 2022 wird der maximale historische Absatz aus dem Februar 2012 erhöht durch den Saldo der zusätzlichen An- und Abmeldungen unter Beachtung der Gleichzeitigkeit herangezogen.

Die maximal mögliche Stundenleistung für das Marktgebiet Vorarlberg im Baseline Szenario ist in Diagramm 2 dargestellt. Da aus Vorarlberg kein Wasserstoffbedarf rückgemeldet wurde und auch keine Großabnehmer mit einer Anschlussleistung größer 50 MW ans Gasnetz angeschlossen sind, ist auch kein Wasserstoffleistungsbedarf im Absatzmodell für Vorarlberg enthalten.

Aus der maximal möglichen Stundenleistung darf jedoch nicht direkt auf die erforderliche Einspeisekapazität in das Marktgebiet Vorarlberg geschlossen werden. Obwohl das Linepack des Vorarlberger Leitungsnetzes relativ gering ist, ist der ausgleichende Effekt ausreichend, um mit einer geringeren Kapazität Vorarlberg sicher versorgen zu können.

Diagramm 2: Maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg

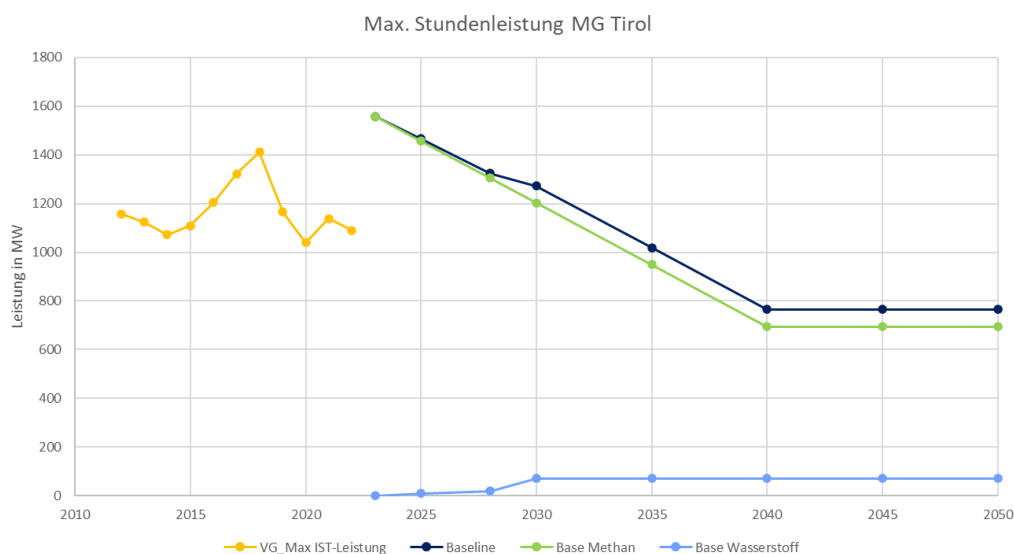


Quelle: AGGM, 2022

### Marktgebiet Tirol

Das Marktgebiet Tirol zeigt die höchste Absatzdynamik in Österreich. In Tirol findet noch eine Flächenerschließung statt. Der maximale historische Stundenabsatz mit ca. 1,4 GW wurde in Tirol Ende Februar 2018 gemessen. Auch der maximale Tagesabsatz in Tirol war Ende Februar 2018 zu verzeichnen. Im Gasjahr 2023 ist mit einer maximalen möglichen Stundenleistung Methan von ca. 1,55 GW zu rechnen.

Diagramm 3: Maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol

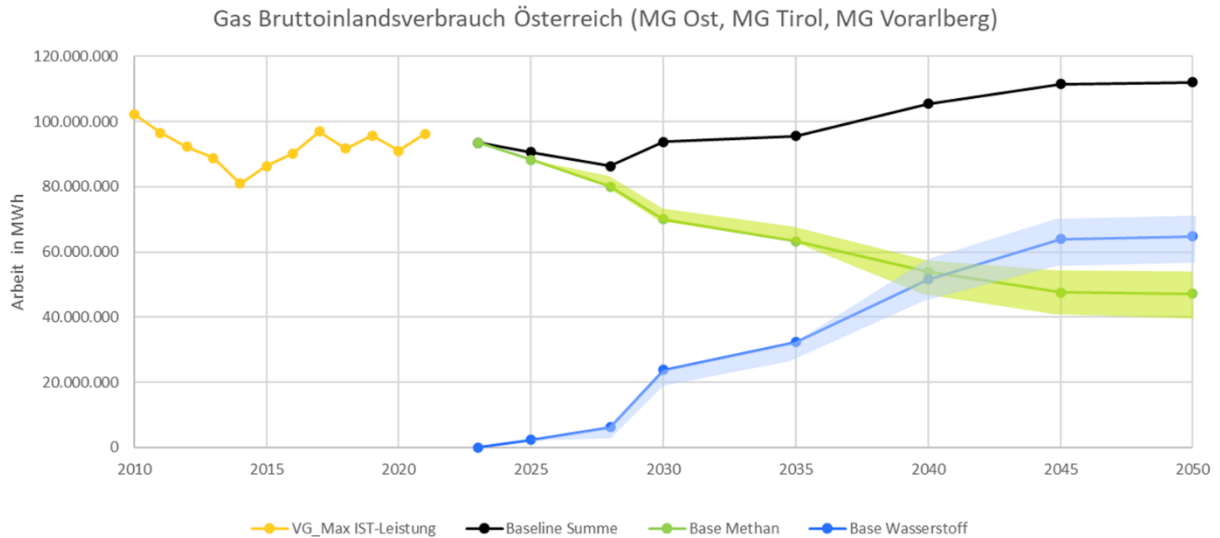


Quelle: AGGM, 2022

## 2.7.2 Gasbedarf bis 2040

Der jährliche Bruttoinlandsverbrauch Gas im MG Ost, MG Vorarlberg und MG Tirol lag in den letzten 10 Jahren bei ca. 90 TWh/a in Summe (siehe Abbildung 7). Im Jahr 2021 betrug der Bruttoinlandsverbrauch 96 TWh wovon 89 TWh (93%) im MG Ost, 4,5 TWh (5%) im MG Tirol und 2,6 TWh (3%) im MG Vorarlberg verbraucht wurden.

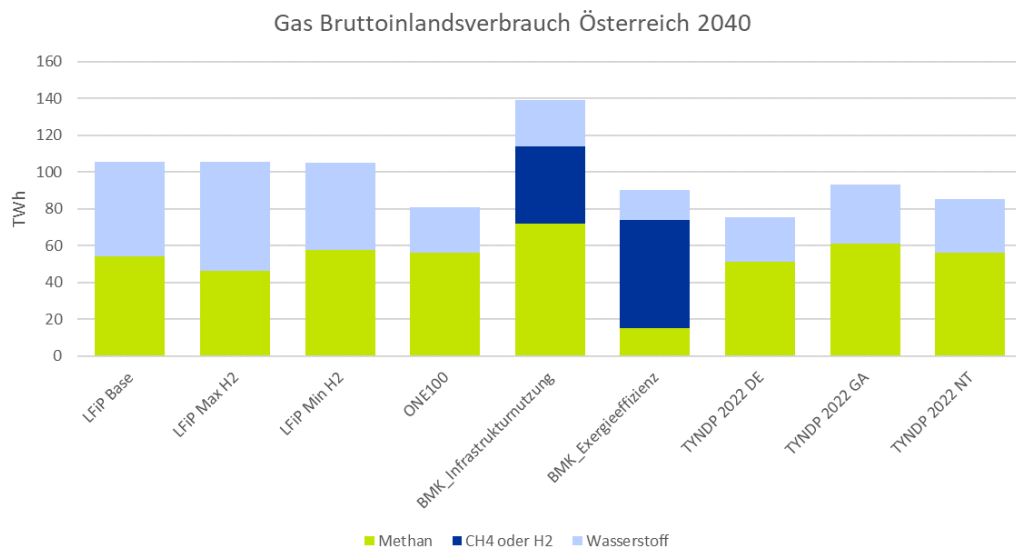
Abbildung 7: Gas Bruttoinlandsverbrauch Österreich bis 2050



Quelle: AGGM, 2022

Bis 2040 wird von einem sinkenden Methanbedarf auf ca. 54 TWh und einem steigenden Wasserstoffbedarf auf ca. 50 TWh ausgegangen. Grund dafür ist einerseits der Umstieg von fossilen Energieträgern (Erdöl, Kohle und Erdgas) der energieintensiven Industrie und der Kraftwerke auf Wasserstoff und andererseits die Umsetzung des Erneuerbaren-Wärme-Gesetzes im Raumwärmebereich.

Abbildung 8: Gas Bruttoinlandsverbrauch Österreich 2040 im Vergleich.



Quelle: AGGM, ONE<sup>100</sup>, BMK, ENTSO-G, 2022

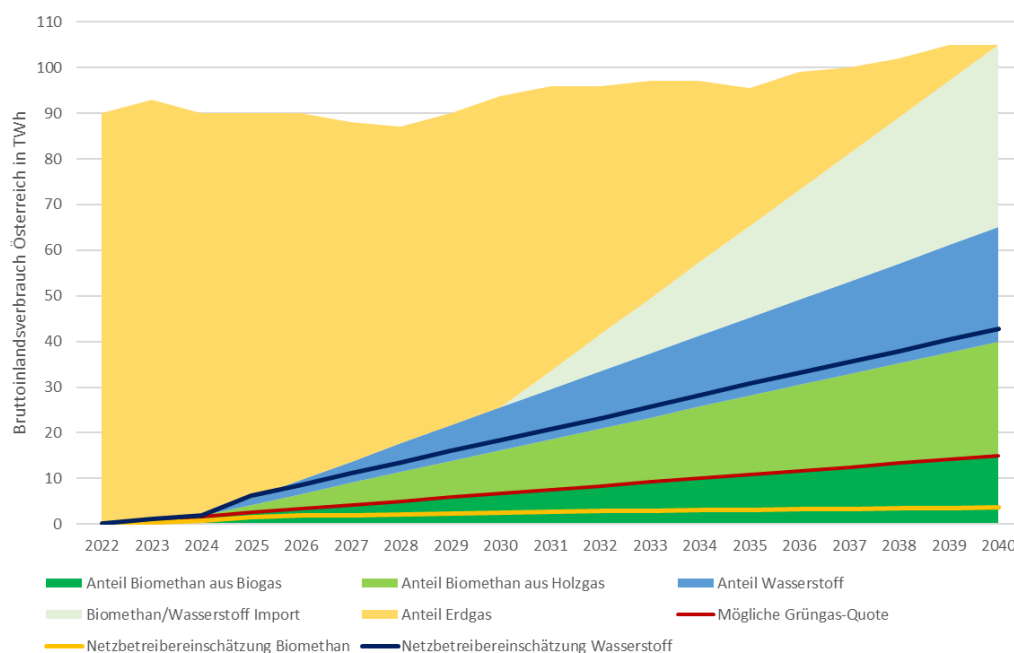
Vergleicht man den Gas Bruttoinlandsverbrauch 2040 von ca. 105 TWh mit anderen Studien und dem TYNDP so bewegt sich der Verbrauch zwischen 75 und 140 TWh (Abbildung 8). Auch das Verhältnis zwischen Methan und Wasserstoff bewegt sich zwischen 25% und 55%. Dies zeigt einerseits die große Unsicherheit bis 2040, aber andererseits, dass das Absatzmodell der Langfristigen und integrierten Planung sich im Durchschnitt der Verbrauchsprognosen, was die Arbeit betrifft, befindet.

### 2.7.3 Einspeisung erneuerbarer Gase

Im Rahmen der Langfristigen und integrierten Planung werden seit 2021 auch die voraussichtlichen Biomethan- und Wasserstoffeinspeisungen ins Verteilnetz bei den Netzbetreibern abgefragt.

Aus Abbildung 9 ist ersichtlich, dass im Jahr 2030 eine Einspeisung von ca. 2,5 TWh Biomethan und von ca. 2,3 TWh Wasserstoff von den Netzbetreibern erwartet wird. Dies würde ca. 5% des gesamten erwarteten Gasbedarfs von 95 TWh entsprechen. Vergleicht man diesen Wert mit einer kolportierten Grüngas-Quote von ca. 10 % bzw. 10 TWh im Jahr 2030, fehlen ca. 5,2 TWh an erneuerbaren Gasen. Um das Ziel der Klimaneutralität 2040 erreichen zu können, bedarf es bereits 2030 bereits einen Anteil von 25 TWh an erneuerbaren Gasen, wenn man eine lineare Steigerung des Anteils unterstellt.

Abbildung 9: Voraussichtliche Einspeisung erneuerbarer Gase.



Quelle: AGGM, ONE<sup>100</sup>, 2022

Somit werden unter dem aktuellen Förderregime und den politischen Rahmenbedingungen nach der Einschätzung der Netzbetreiber die Ziele für 2030 aus dem Erneuerbaren Ausbau Gesetz nicht erreicht.

**Daraus kann abgeleitet werden, dass es schnellstmöglich das in Aussicht gestellte „Erneuerbare Gas Gesetz“ zur Förderung erneuerbarer Gase benötigt, um die erforderliche Investitionssicherheit für erneuerbare Gase zu schaffen.**

Um den Bedarf von ca. 105 TWh 2040 decken zu können, bedarf es die Ausschöpfung des gesamten inländischen Produktionspotentials von Biomethan aus Biogas (15 TWh) und aus Holzgas (25 TWh) sowie des gesamten inländischen Produktionspotentials von erneuerbarem Wasserstoff (25 TWh). Nur so kann die inländische Wertschöpfung maximiert und die Importabhängigkeit auf 40 TWh bzw. 40% minimiert werden. Demnach müssten 26 TWh erneuerbarer Wasserstoff und 14 TWh Biomethan importiert werden.

#### 2.7.4 Vergleich der Absatzszenarien aus dem Nationalen Energie und Klimaplan mit dem Ten Year Network Development Plan

Der Nationale Klima und Energieplan (NEKP) bezieht sich auf das WAM (with additional measures) Szenario des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2019, welches von einem etwa gleichbleibenden Endenergieverbrauch und Bruttoinlandsverbrauch 2030 im Vergleich zu 2020 ausgeht. Der Anteil erneuerbarer Energie am Bruttoinlandsverbrauch steigt in diesem Szenario von 34,8% (2020) auf 45,6% (2030) und wird u.a. durch folgende Maßnahmen im Sektor Energie ermöglicht:

Tabelle 6: WAM Szenario Maßnahmen im Sektor Energie 2030 & Vergleich mit ONE<sup>100</sup> 2040

Produktionskapazitäten	2019	2030	Steigerung	2040	Steigerung
Strom	in TWh	in TWh	zu 2019	in TWh	zu 2030
Photovoltaik	1,33	11,33	+ 700%	32	+ 280%
Wind	8	20*	+ 150%	40	+ 100%
Biogene	2,2	2,7	+ 25%	-	
Laufwasserkraft	32	36,5	+ 15%	39	+7%
Produktionskapazitäten	2019	2030	Steigerung	2040	Steigerung
Gas	in TWh	in TWh	zu 2019	in TWh	zu 2030
Biomethan aus bestehenden Anlagen	0,65	1,5	+ 130%	1,5	
<i>davon Verstromung</i>	0,5	0,5	-	-	
<i>davon Einspeisung ins Gasnetz</i>	0,15	1	+ 600%	1,5	
Biomethan aus neuen Biogasanlagen	-	2,5		27,5	+ 1100%
Biomethan aus neuen Holzgasanlagen	-	-		26	
<b>Biomethan insgesamt</b>	<b>0,65</b>	<b>4</b>	<b>+ 500%</b>	<b>56</b>	<b>+ 1400 %</b>
<b>Erneuerbarer Wasserstoff</b>	<b>-</b>	<b>0,9</b>		<b>25</b>	<b>+ 2500 %</b>

\*) Ein Teil des Ausbaus von Windkraft wird durch schnell reagierende Elektrolyseanlagen ermöglicht.

Quelle: APG (Erzeugung nach Typ 2019), E-Control (Ökostrombericht 2019, Betriebsstatistik Gas), Umweltbundesamt (Szenario WAM – NEKP Evaluierung), AGGM (ONE<sup>100</sup>)

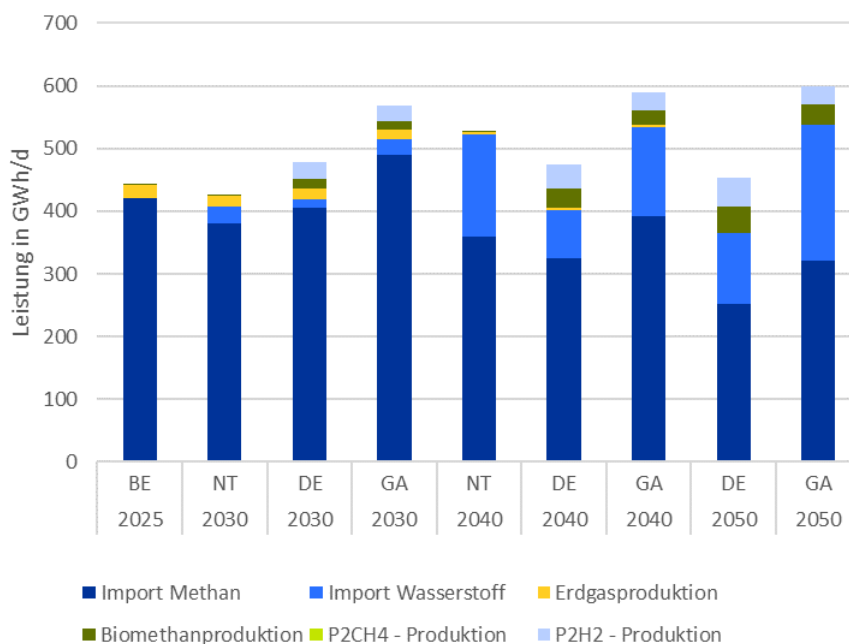
Vergleicht man die Ziele 2030 des WAM Szenarios mit den Ergebnissen aus ONE<sup>100</sup>, welche die Klimaneutralität erreichen, erkennt man bei der Photovoltaik nochmals eine Verdreifachung und bei der Windkraft eine Verdopplung. Ganz eklatant sind die Handlungsmaßnahmen im Bereich der Produktionskapazitäten erneuerbare Gase. Hier ist bei der Biomethanproduktion aus Biogas und Holzgas ein Ausbau um den Faktor 14 und bei Produktion von erneuerbarem Wasserstoff ein Ausbau um den Faktor 25 im Vergleich zu 2030 notwendig.

#### 2.7.5 Vergleich der Absatzszenarien mit dem Ten Year Network Development Plan

In dem kombinierten Strom- und Gasszenario des TYNDP 2022 werden in 3 sogenannten „Storylines“ (National Trend, Distributed Energy und Global Ambition) mögliche zukünftige europäische Energieentwicklungen für die europäischen Gas- und Stromsysteme bis 2050

aufgezeigt. Die genaue Beschreibung der Storylines ist im KNEP 2022 im Kapitel 4.1.1. erläutert. In den TYNDP Szenarien ist die maximale Tagesleistung für Österreich (in GWh/d) je Storyline für die Jahre 2030 und 2040 inkl. eines „Best Estimate“ Referenzszenarios 2020 dargestellt worden. Darüber hinaus wurden Prognosen zur Inlandsproduktion von Biomethan sowie erneuerbaren Wasserstoff und erneuerbarem synthetischem Methan aus Power-to-Gas Anlagen erstellt (siehe Abbildung 10 und Abbildung 12).

Abbildung 10: TYNDP Szenarien Daten für Österreich



Quelle: eigene Darstellung basierend auf TYNDP 2022 Scenario Data

Zur Veranschaulichung ist in Tabelle 7 und in Abbildung 11 der Vergleich der TYNDP Szenarien mit dem LFiP 2022 Absatzszenario dargestellt. Es ist ersichtlich, dass die maximal möglichen Tagesleistungen (Summe aus Methan & Wasserstoff) aus dem Baseline Szenario der LFiP 2022 zwar höher als jene des National Trend und Distributed Energy Szenarios sind aber in derselben Größenordnung wie das Global Ambition Szenario liegen.

Tabelle 7: TYNDP 2022 Szenarien für Österreich in Zahlen

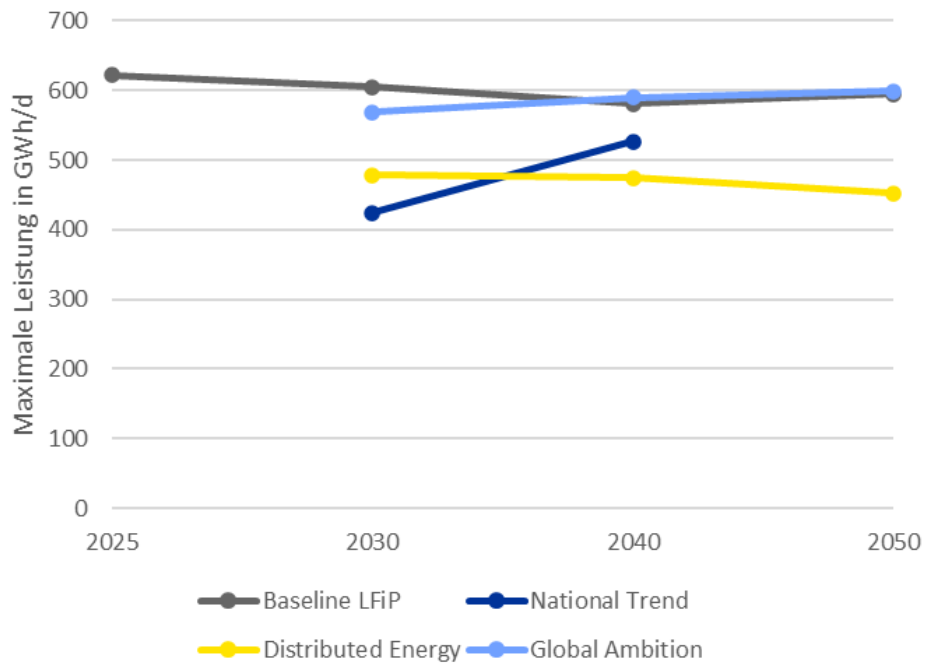
Maximale Leistung Szenario	Quelle	2025 in GWh/d	2030 in GWh/d	2040 in GWh/d	2050 in GWh/d
Baseline	LFiP 2022	622*	605*	581*	595*
Best Estimate (BE)	TYNDP 2022	443	-	-	-
National Trend (NT)	TYNDP 2022	-	424	527	-
Distributed Energy (DE)	TYNDP 2022	-	479	474	453
Global Ambition (GA)	TYNDP 2022	-	569	590	599

\*) Summe aus MG Ost, MG Tirol und MG Vorarlberg für das Jahr inkl. 10% Abschlagsfaktor für Tagesverbrauch in GWh/d

Quelle: ENTSO-G & ENTSOE, TYNDP 2022 Scenario Report, AGGM

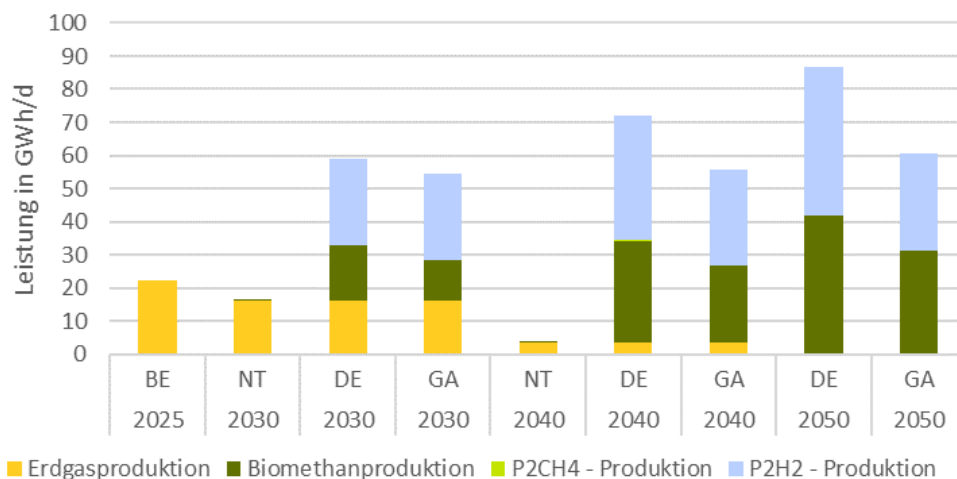
Was die TYNDP Prognosen zur Einspeisung erneuerbarer Gase betrifft, welche in Abbildung 12 dargestellt sind, können 2030 sowohl die angenommene Biomethanleistung als auch die Wasserstoffleistung vom Gasnetz übernommen werden, wenn alle Projekte der LFiP 2022 umgesetzt werden.

Abbildung 11: Vergleich TYNDP 2022 und LFP Baseline Szenario



Quelle: eigene Darstellung basierend auf TYNDP 2022 Scenario Data

Abbildung 12: Gasproduktion Österreich aus den TYNDP 2022 Szenarien.



Quelle: eigene Darstellung basierend auf TYNDP 2022 Scenario Data

## 2.7.6 Entry- Exit Punkte im Verteilernetz

### 2.7.6.1 Virtuelle Übergabepunkte Fernleitung → Verteilerleitung

In Tabelle 8 sind die vom VGM gebuchten Kapazitäten von und in das Fernleitungsnetz dargestellt.

Tabelle 8: Vom VGM gebuchte Kapazität, Stand Dezember 2022

Vertragspartner	Lokation	Richtung	Qualität	Zeitraum	Kapazität [kWh/h]
Gas Connect Austria	WAG	Entry	fest <sup>1)</sup>		2.323.346
			unterbrechbar <sup>1)</sup>		4.690.946
Gas Connect Austria	Baumgarten	Entry	FZK		21.422.795
		Exit	FZK		10.848.000 <sup>2)</sup>
TAG GmbH	TAG	Exit	FZK		4.034.549
bayernets	Zone Kiefersfelden /Pfronten	Entry	FZK	01.10.2022 – 01.10.2023	977.888
			FZK	01.10.2022 – 01.04.2023	108.655
			DZK <sup>3)</sup>	kurzfristig nach Bedarf	250.000
terranets bw	Lindau	Entry	FZK	01.10.2022 – 01.10.2023	954.000
			FZK	01.10.2022 – 01.04.2023	106.000

<sup>1)</sup> Ergebnis aus der Kombination der aus unterschiedlichen Entry/Exit Kombinationen gebuchten DZK Kapazitäten

<sup>2)</sup> Exit Vertrag derzeit in Abstimmung

<sup>3)</sup> Nutzung des DZK Service (DZK Überackern -> Kiefersfelden/Pfronten und Haiming -> Kiefersfelden/Pfronten) sofern ein Marktakteur auf der Merrit-Order-Liste registriert ist

Quelle: AGGM, 2022

Aufgrund von Kapazitätsengpässen im Süden von Deutschland werden nach Vorgabe der BNetzA Kapazitätsverlagerungen von nicht gebuchten Kapazitäten von den Grenzübergabepunkten hin zu innerdeutschen Abnahmepunkten durchgeführt. Eine jahreszeitlich strukturierte Kapazitätsbuchung, die auf die Bedarfe der Endkunden abgestimmt ist, ist dadurch nicht möglich, was zu einer zusätzlichen Kostenbelastung für die Endkunden in Vorarlberg und Tirol führt.

### 2.7.6.2 Speicher

In Österreich sind derzeit 4 Speicherunternehmen tätig (OMV Gas Storage Austria GmbH, RAG Energy Storage GmbH, Wiener Erdgasspeicher GmbH, Uniper Energy Storage Austria), die Kapazitätsbuchungen im Verteilergebiet vorgenommen haben und 2 weitere (GSA LLC und Astora GmbH), welche keine Kapazitätsbuchungen im Verteilergebiet vorgenommen haben. Derzeit liegen keine Kapazitätserweiterungsanträge von Speicherunternehmen vor.

In Tabelle 9 sind die von den Speicherunternehmen im Zuge der Jahresbestellung 2023 gebuchten Kapazitäten dargestellt. Vereinzelt wurden kurzfristige unterjährige Kapazitätsanpassungen durchgeführt.



Tabelle 9: Speicher, gebuchte Kapazitäten

	Kapazität [kWh/h]			
	SK Entry	UK Entry	SK Exit	UK Exit
gebuchte Kapazität JAB 2023	22.206.746	805.900	15.535.293	2.883.100
gebuchte Kapazität JAB 2022	21.319.124	1.805.900	14.594.731	3.883.100
absolute Veränderung	887.622	-1.000.000	940.562	-1.000.000
relative Veränderung	4,2%	-55,4%	6,4%	-25,8%

JAB Jahresbestellung

SK Standardkapazität

UK unterbrechbare Kapazität

Quelle: AGGM, 2022

In Tabelle 10 ist die Prognose der Kapazitätsbedarfe der Speicherunternehmen dargestellt. Alle Kapazitätsbedarfe können durch die derzeit frei verfügbare Kapazität gedeckt werden.

Tabelle 10: Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs

	Kapazität [kWh/h]			
	SK Entry	UK Entry	SK Exit	UK Exit
gebuchte Kapazität JAB 2023	22.206.746	805.900	15.535.293	2.883.100
Prognose Kapazitätsbedarf 2033	21.910.027	2.940.000	17.423.313	1.896.700
absolute Veränderung	-296.729	2.134.100	1.888.020	-986.400
relative Veränderung	-1,34%	264%	12,15%	-34,21%

JAB Jahresbestellung

SK Standardkapazität

UK unterbrechbare Kapazität

Quelle: Speicherunternehmen, AGGM, 2022

### Speicher Haidach

Gemäß § 170 Abs. 27 GWG 2011 haben Betreiber von Speicheranlagen, deren Speicheranlage nicht bereits gemäß § 105 Abs. 1 Z 8 GWG an das inländische Netz angebunden ist, binnen sechs Monaten ab Inkrafttreten dieses Bundesgesetzes alle baulichen Maßnahmen für einen Netzanschluss am technisch geeigneten Anschlusspunkt, vorrangig auf der Netzebene 1, im technisch größtmöglichen Ausmaß zu treffen und die erforderlichen Verträge, insbesondere mit dem Netzbetreiber, binnen angemessener Frist abzuschließen.

AGGM und NetzOÖ haben daraufhin mit dem Speicherbetreiber RAG Austria AG die technischen Auslegungsparameter für die Mess- und Übergabestation für den Anschluss an die Netzebene 1 abgestimmt. Die Entry Kapazität beträgt 600.000 Nm<sup>3</sup>/h. RAG Austria AG hat auf Basis der Auslegungsparameter ein Projekt entworfen, sodass der Speicher Haidach im Jahr 2024 an die Netzebene 1 angeschlossen wird.

### 2.7.6.3 Produktion erneuerbarer Gase

Derzeit sind in Österreich 13 Biogasanlagen an das Verteilernetz angeschlossen. Drei weitere Biogasanlagen haben einen inaktiven Netzanschluss und 3 neue Anlagen haben bereits unterjährige Kapazitätsanpassungen für 2023 gemeldet. Die Summe der Kapazitätsbuchungen aus der Jahresbestellung 2023 beträgt 30.820 kWh/h Standardkapazität (siehe auch Tabelle 11). Darüber hinaus gibt es seit November 2022 eine Produktionsanlage, die erneuerbaren Wasserstoff ins Gasnetz einspeist. Die Kapazitätsbuchung beträgt 290 kWh/h Standardkapazität.

Tabelle 11: Biomethanproduktion, gebuchte Entry Kapazität

	Kapazität [kWh/h] Standardkapazität Entry
gebuchte Kapazität Jahresbestellung 2023	30.820
gebuchte Kapazität Jahresbestellung 2022	30.360
absolute Veränderung	460
relative Veränderung	1,5%

Quelle: AGGM, 2022

Tabelle 12: Produktion von erneuerbarem Wasserstoff, gebuchte Entry Kapazität

	Kapazität [kWh/h] Standardkapazität Entry
gebuchte Kapazität Jahresbestellung 2023	290
gebuchte Kapazität Jahresbestellung 2022	0
absolute Veränderung	290
relative Veränderung	100%

Quelle: AGGM, 2022

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

### 2.7.6.4 Inlandsproduktion Erdgas

In Österreich sind 2 Produktionsunternehmen tätig, welche Entry Kapazitäten ins Verteilergebiet Ost gebucht haben. Die OMV E&P Austria und die RAG Austria AG. In Tabelle 13 sind die gebuchten Kapazitäten der Speicherunternehmen in Summe dargestellt.

Tabelle 13: Inlandsproduktion Erdgas, gebuchte Entry Kapazität

	Kapazität [kWh/h] Standardkapazität Entry
gebuchte Kapazität Jahresbestellung 2023	902.991
gebuchte Kapazität Jahresbestellung 2022	995.023

absolute Veränderung	-92.032
relative Veränderung	-9,2%

Quelle: AGGM, 2022

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

#### 2.7.6.5 Grenzübergabepunkte („kleiner Grenzverkehr“)

An den Grenzübergabepunkten im Verteilergesamt Ost Laa und Freilassing sind derzeit keine bzw. nur auf kurzfristiger Basis Kapazitäten (implizite Allokation) gebucht.

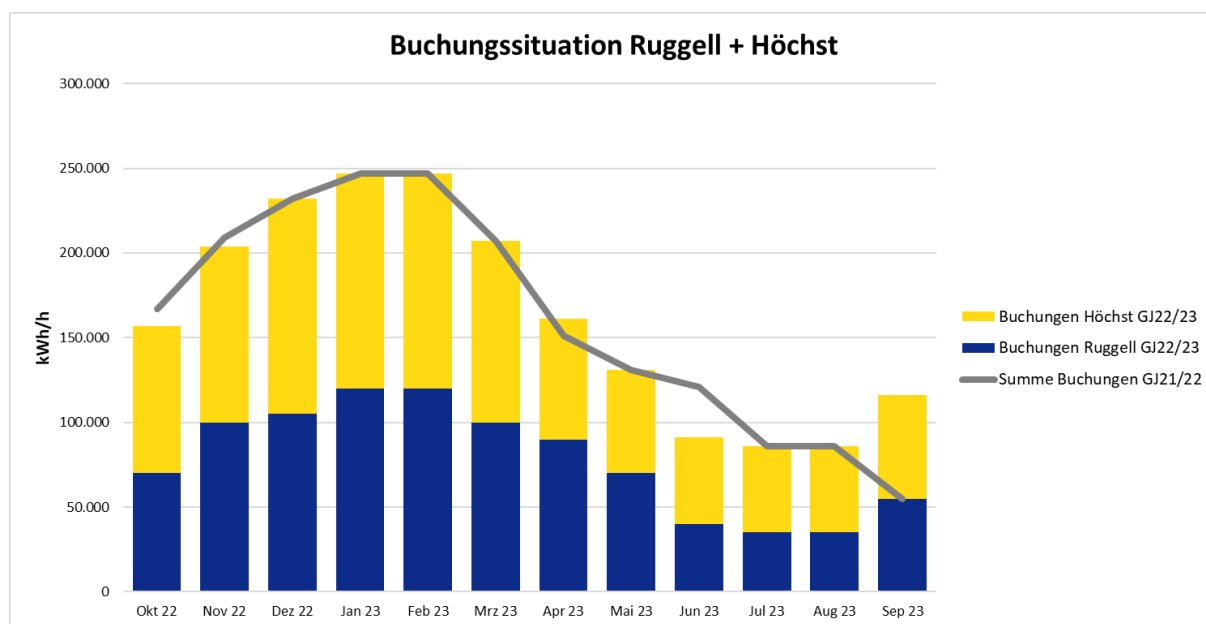
Seit der Implementierung von DIANE (Differenzmengenabwicklung Netzinseln) ist an den Netzinseln Simbach, Schärding, Ach und Laufen keine Kapazitätsbuchung mehr seitens der Marktteilnehmer erforderlich. Mit dieser Maßnahme wird der freie Versorgerwechsel auch innerhalb dieser Netzinseln ermöglicht.

Die Kapazität am Grenzübergabepunkt Freilassing wird im Rahmen des Projektes Implizite Allokation Freilassing für eine implizite Allokation genutzt. Das Prinzip der impliziten Allokation ist, dass Verbindungskapazitäten von benachbarten Entry/Exit-Systemen nicht mit einem expliziten Kapazitätsallokationsverfahren vergeben werden, sondern implizit gemeinsam mit Handelsmengen in Spotmärkten von Erdgasbörsen.

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

Durch die Umsetzung dieses Pilotprojektes wird der Grenzübergabepunkt Freilassing besser genutzt und die Kopplung zwischen den Märkten THE und CEGH VHP intensiviert.

Abbildung 13: Buchungssituation Kleiner Grenzverkehr Exit VG Vorarlberg, Quelle: AGGM, 2022



Quelle: AGGM, 2022

An den Grenzübergabepunkten Höchst und Ruggell im Verteilergesamt Vorarlberg werden derzeit die verfügbaren festen Exit Kapazitäten von Marktteilnehmern gebucht und genutzt, siehe dazu Abbildung 13).

## 2.8 Monitoring der Projekte aus der Langfristigen und integrierten Planung 2021

In Tabelle 14 ist eine Übersicht über den Status der Projekte aus der Langfristigen und integrierten Planung 2021 dargestellt. Im Anschluss wird der Status der einzelnen Projekte näher beschrieben.

Tabelle 14: Monitoring der Projekte aus der Langfristigen und integrierten Planung 2021

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung (gem. LFiP 2021)	Status
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergesamt)	Gas Connect Austria	09/2022	fertiggestellt
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	in Umsetzung
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	Salzburg Netz	10/2023	in Umsetzung
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	TIGAS	10/2023	in Umsetzung
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	Energienetze Steiermark	12/2025	in Umsetzung
2020/02	Ersatzinvestition Station Laa/Thaya West	Netz NÖ	12/2022	fertiggestellt

2021/01	Schwechat - Mengenableitung aus der Ostleitung in die G00-009	Gas Connect Austria	12/2022	fertiggestellt
2021/02	Auersthal - Kollektoranbindung G00-040	Gas Connect Austria	10/2024	genehmigt
2021/03	Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz	Gas Connect Austria	12/2023	genehmigt
2021/04	Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)	Gas Connect Austria	03/2024	in Umsetzung
2021/05	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth	Gas Connect Austria	12/2023	In Umsetzung
2021/06	Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie	Gas Connect Austria	12/2022	In Umsetzung
2021/07	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks	Gas Connect Austria	03/2023	In Umsetzung
2021/09	Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke - Damm	Gas Connect Austria	12/2022	fertiggestellt
2021/10	Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung	Gas Connect Austria	12/2023	In Umsetzung
2021/11	Ersatzinvestition: G00-003-1 Erneuerung Rohrisolierung	Gas Connect Austria	12/2022	fertiggestellt
2021/12	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage	Gas Connect Austria	12/2024	genehmigt
2021/13	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung	Gas Connect Austria	12/2023	genehmigt
2021/14	Ersatzinvestition: Arnreit - Erneuerung USV und Gebäudezubau	Gas Connect Austria	03/2022	fertiggestellt
2021/15	Südostrleitung - Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf	Netz NÖ	10/2022	fertiggestellt
2021/16	Brennwertermittlung Netz NÖ	Netz NÖ	12/2023	In Umsetzung
2021/17	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach	Netz NÖ	12/2022	In Umsetzung
2021/18	Molchanschlussstelle Jennersdorf	Netz Burgenland	09/2022	In Umsetzung
2021/19	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark	Energienetze Steiermark	02/2024	In Umsetzung
2021/20	Automatisierung Anbindung Graz	Energienetze Steiermark	12/2023	In Umsetzung

2021/21	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene	Energienetze Steiermark	12/2022	In Umsetzung
2021/22	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8	Energienetze Steiermark	12/2023	In Umsetzung
2021/23	Biomethaneinspeisung G00-101	Gas Connect Austria	03/2023	In Umsetzung
2021/24	Umbau Übergabestation Neuhaus, am Weiherfeld	Netz OÖ	12/2022	fertiggestellt

Quelle: AGGM, 2022

#### 2018/01 Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)

Das Projekt 2018/01 wurde planmäßig mit 11/2022 fertiggestellt.

#### 2018/03 Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt

Das Projekt 2018/03 ist derzeit in Umsetzung. Die Umbauten im Schieberhaus Auersthal wurden im Jahr 2020 abgeschlossen.

Aufgrund der zum Projektstart nicht vorhersehbaren Herausforderungen bei Projekten zu erneuerbaren Gasen (Biomethan- und Wasserstoff) sowie des Projektes Brennwertermittlung ist die Realisierung des Gesamtprojektes erst bis 12/2030 möglich.

#### 2019/01 Leitungsverbindung Salzburg – Tirol, Teil SNG

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Für den Abschnitt Puch-Hallein ist der GWG-Bescheid bereits eingetroffen und dieser Abschnitt kann bis Ende 2023 umgesetzt werden. Für den Abschnitt Saalfelden-Hochfilzen ist der GWG-Bescheid, aufgrund von laufenden Änderungen der Trasse, noch nicht eingetroffen. Grund dafür ist Folgendes:

Da durch die topologischen Gegebenheiten in Salzburg die Möglichkeit der Trassierung teilweise sehr eingeschränkt ist, sind immer wieder die gleichen Grundeigentümer von Infrastrukturprojekten betroffen. Um auch für künftige Infrastrukturprojekte das Einvernehmen mit den Grundeigentümern zu finden, wurde die Trassierung immer im Einvernehmen mit den Grundeigentümern vorgenommen. Diese Vorgehensweise war zeitintensiv, führte allerdings zu einer guten Akzeptanz des Leitungsprojektes in der Bevölkerung.

Für den Leitungsabschnitt Saalfelden-Hochfilzen wurde durch die Bezirkshauptmannschaft Zell am See das naturschutzrechtliche Verfahren noch nicht gestartet. Man erwartet von Salzburg Netz Zustimmungserklärungen der Grundeigentümer über 100% der Trasse. Da ein kurzer Abschnitt (0,8%) eventuell einer Zwangseinräumung unterliegen könnte, stellt sich für Salzburg Netz die Frage, wann die BH Zell am See konkret mit dem Verfahren starten will. Zustimmungserklärung oder Dienstbarkeitsvertrag (verbücherbar) gibt es von diesem Grundeigentümer dann nicht. Diese Vorgehensweise könnte bei im Verfahren auftauchenden Problemen mit der Trasse zu weiteren Trassenänderungen und somit deutlichen Zeitverzögerungen führen.

Mit KW48 wurden die Trassen finalisiert und der endgültige Änderungsantrag für das BMK ist in Vorbereitung. Der endgültige Bescheid wird im Jänner 2023 erwartet.

Aus diesen Gründen wird sich die geplante Inbetriebnahme auf 12/2024 verschieben.

#### 2019/02      Leitungsverbindung Salzburg – Tirol; Teil TIGAS

Das Projekt ist derzeit in Umsetzung. Aufgrund von Erweiterungen am Betriebsgelände von RHIM muss ein neuer Standort für die Übergabestation Hochfilzen gefunden werden. Es ist bereits ein neuer Standort ins Auge gefasst worden, jedoch sind die diesbezüglichen Vereinbarungen noch nicht final abgeschlossen, weil einerseits zu einzelnen Punkten mit RHIM noch keine Einigung erzielt werden konnte und andererseits noch formale Hürden (u.a. Vorkaufsrechte) zu überwinden sind.

Aktuell wird die GWG-Einreichung und die Ausschreibung der Leistungen vorbereitet, welche mit 2023 geplant sind. Der Zeitplan wurde aufgrund der Verzögerung auf Salzburger Seite angepasst.

Aus diesen Gründen wird sich die geplante Inbetriebnahme auf 12/2024 verschieben.

#### 2019/03      Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz

Das Projekt 2021/03 befindet sich in Umsetzung, die Einreich- und Ausschreibungsunterlagen werden vorbereitet und der Fertigstellungszeitpunkt ist weiter mit 12/2025 geplant.

#### 2020/02      Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West

Das Projekt wurde planmäßig mit 12/2022 fertiggestellt.

#### 2021/01      Schwechat - Mengenableitung aus der Ostleitung in die G00-009

Die Ableitung der Mengen aus der NetzNÖ Ostleitung wurde bereits mittels provisorischer, manuell zu betätigender Anbindung in die G00-009 im April 2022 umgesetzt. Auch die Inbetriebnahme der Rückspeisung ist bereits erfolgt und wurde im Sommer 2022 bereits erfolgreich genutzt. Somit konnte der Kapazitätserweiterungsantrag 2021/02 für die Biomethaneinspeisung in Margarethen am Moos planmäßig zugesagt werden.

Nach Abschluss der Bewertung des Erneuerungskonzepts der Ostleitung und der Entscheidung die Ostleitung zu erhalten, kann nun auch die vollständige Automatisierung dieser Anbindung erfolgen. Die Umsetzung der vollständigen Automatisierung ist mit Q4/2023 geplant.

#### 2021/02      Auersthal - Kollektoranbindung G00-040

Aufgrund der betrieblichen Notwendigkeiten sind die Prioritäten beim Netzbetreiber auf andere Projekte verschoben worden und das Projekt wird um 2 Jahre mit Projektstart 2025 verschoben.

#### 2021/03:      Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz

Aufgrund der betrieblichen Notwendigkeiten beim Netzbetreiber sind die Prioritäten auf andere Projekte verschoben worden und das Projekt wird um 3 Jahre mit Projektstart 2026 verschoben.

#### 2021/04      Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)

Das Projekt befindet sich wie geplant in Umsetzung.

#### 2021/05 Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth

Das Projekt ist wie geplant in Umsetzung. Die Errichtung erfolgt sequenziell, für die SS Mannswörth ist Baubeginn in 2022 und Fertigstellung Q1/2023, für die SS Weikendorf ist Baubeginn in 2023 und die Fertigstellung Q4/2023.

#### 2021/06 Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie

Das Projekt ist in Umsetzung. Die geplante Fertigstellung verschiebt sich von Q4/2022 auf Q4/2023, da unklar ist wo der Einbindepunkt der Fackelgasleitung in der Raffinerie sich befinden soll, und daraus ergibt sich auch keine vertragliche Übereinkunft.

#### 2021/07 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks

Das Projekt befindet sich wie geplant in Umsetzung.

- Ettendorf: Fertiggestellt Q2/2022
- Sulmeck-Greith: Fertiggestellt Q4/2021
- Kirchberg: Fertiggestellt Q4/2021
- Ebenthal: geplante Fertigstellung Q1/2023
- Finkenstein: geplante Fertigstellung Q4/2022
- Waisenberg: Fertiggestellt Q1/2022

#### 2021/09 Ersatzinvestition: G00-003 Teilerneuerung Produktenbrücke -Damm

Das Projekt wurde wie geplant mit 12/2022 fertiggestellt.

#### 2021/10 Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung

Das Projekt ist wie geplant in Umsetzung. Die ersten beiden Teilstücke (400m vor der ÜST Schwechat und im Bereich Flughafen) wurden bereits saniert. 2023 wird das letzte Teilstück, 800m südlich der Donau, saniert.

#### 2021/11 Ersatzinvestition: G00-003-1 Erneuerung Rohrisolierung

Das Projekt wurde wie geplant mit 11/2022 fertiggestellt.

#### 2021/12 Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage

Das Projekt befindet sich in Planung und im Zeitplan.

#### 2021/13 Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung

Aufgrund der betrieblichen Notwendigkeiten des Netzbetreibers sind die Prioritäten auf andere Projekte verschoben worden und das Projekt wird um 1 Jahr mit Projektstart 2024 verschoben.

#### 2021/14 Ersatzinvestition: Arnreit - Erneuerung USV und Gebäudezubau

Das Projekt wurde wie geplant mit 03/2022 fertiggestellt.

#### 2021/15 Südostleitung - Ausspeisepunkt nach Guntramsdorf

Das Projekt wurde wie geplant mit 10/2022 fertiggestellt.



**2021/16 Brennwertermittlung Netz NÖ**

Das Projekt ist wie geplant in Umsetzung.

**2021/17 Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach**

Das Projekt befindet sich in Umsetzung. Aufgrund von unerwarteten Schwierigkeiten bei den Bauarbeiten verzögert sich die geplante Fertigstellung von 12/2022 auf 09/2023.

**2021/18 Molchanschlussstelle Jennersdorf**

Das Projekt befindet sich derzeit in Umsetzung. Der GWG-Bescheid ist bereits vorhanden und mit den Bauarbeiten wird 2023 begonnen. Aufgrund von Verzögerungen im Genehmigungsverfahren wird sich die voraussichtliche Inbetriebnahme von 09/2022 auf 09/2023 verschieben.

**2021/19 Brennwertermittlung Energienetze Steiermark**

Das Projekt befindet sich wie geplant in Umsetzung.

**2021/20 Automatisierung Anbindung Graz**

Die ursprünglich in unmittelbarer Nähe zur G9 geplante GDRA wird nicht realisiert, daher muss für die Station G9 eine eigene Automatisierungsanlage errichtet werden. Aus diesem Grund verschiebt sich die geplante Fertigstellungstermin auf 2024.

**2021/21 Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene**

Das Projekt ist in Umsetzung. Die geplante Fertigstellung verschiebt sich auf 06/2023.

**2021/22 Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8**

Das Projekt befindet sich wie geplant in Umsetzung.

**2021/23 Biomethaneinspeisung G00-101**

Aufgrund von neuen Rahmenbedingungen (Biomethananlage liefert einen geringeren Druck) musste ein Einspeiseverdichter, welcher gem. § 75 GWG von GCA errichtet und betrieben wird, in die Planung mit aufgenommen werden. Das Projekt befindet sich in Umsetzung und die Inbetriebnahme verschiebt sich auf 04/2024. Aufgrund von gleichzeitigen Verzögerungen im Genehmigungsverfahren des Biomethananlagenbetreibers, verursacht diese Verschiebung keine Probleme in der Umsetzung der Biomethananlage.

**2021/24 Umbau Übergabestation Neuhaus, am Weiherfeld**

Das Projekt wurde wie geplant mit 12/2022 fertiggestellt.

## 2.9 Status Quo der Netzebene 1 Infrastruktur (Stand 10/2022)

AGGM hat alle Ebene 1 Verteilerleitungsnetzbetreiber ersucht, alle Ebene 1 Infrastrukturelemente (Leitungen, Stationen, Teile von Stationen, Verdichter, etc.) die aufgrund ihres technischen Zustandes im Planungszeitraum 2023 bis 2040 oder bereits früher außer

Betrieb genommen werden müssen, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen bekannt zu geben, sofern dies derzeit absehbar ist.

Für den Fall, dass Infrastrukturelemente außer Betrieb genommen werden müssen, prüft AGGM im Kontext des gesamten Verteilergebietes ob und wenn ja in welcher Dimensionierung diese Infrastrukturelemente ersetzt werden müssen. Auf Basis dieser Erkenntnisse werden gemeinsam mit den Netzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt und in der Langfristigen Planung eingereicht.

Ersatzinvestitionen, die nicht redimensioniert werden und deren Investitionskosten nicht höher als 0,2 Mio. Euro sind, werden grundsätzlich in der Langfristigen Planung nicht als Projekt abgebildet. Dennoch können auch Ersatzinvestitionen, welche zumindest einem der folgenden Kriterien entsprechen in der Langfristigen Planung abgebildet werden.

- Innovationsgehalt
- Vorbereitung auf Wasserstoff Transport
- Mehrjährige Austausch/Veränderungsprogramme
- Ermöglichung von Einspeisung und Versorgung erneuerbarer Gase
- Digitalisierung

In Tabelle 15 sind die Ebene 1 Infrastrukturelemente dargestellt, die im Planungszeitraum außer Betrieb genommen werden, bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Sämtliche andere Ebene 1 Infrastrukturelemente stehen aus heutiger Sicht im Planungszeitraum 2023 bis 2040 für den Gastransport zur Verfügung. Gegebenenfalls müssen kleinere Instandhaltungsmaßnahmen (kleiner 0,2 Mio. Euro) durchgeführt werden.

**Tabelle 15:** Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente, die im Planungszeitraum 2023 bis 2040 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.

Netzbetreiber	Infrastrukturelement	Datum	Nähere Beschreibung
Netz NÖ	West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	2030	Kapitel 2.8
Energienetze Steiermark	Leitungssegment Bruck/Mur – St. Michael	2025	Kapitel 2.8
Gas Connect Austria	ÜST Mannswörth - Ausbläser	2023	Kapitel 2.8
Gas Connect Austria	AZ Ebenthal – Filterseparator	2023	Kapitel 2.8
Gas Connect Austria	AZ Finkenstein – Filterseparator	2023	Kapitel 2.8
Gas Connect Austria	ÜST Aderklaa - Stationssteuerung	2024	Kapitel 2.8
Gas Connect Austria	ÜST Laa/Thaya - Stationssteuerung	2024	Kapitel 2.8
Netz NÖ	SH Fladnitzbach	2023	Kapitel 2.8
Netz Burgenland	Übergabestation Jennersdorf - Molchanschlussstelle	2023	Kapitel 2.8
Energienetze Steiermark	Station G8 - Stationssteuerung	2023	Kapitel 2.8
Netz NÖ	Ostleitung Sektion 1	2024	Kapitel 4
Netz NÖ	Süd 1 Natschbach – Semmering	2027	Kapitel 4

Energienetze Steiermark	A1 Steinhaus – MU & USZ	2024	Kapitel 4
Salzburg Netz	GHR Lend – Armaturengruppe	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜST Schwechat – E-Verteiler	2027	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜST Schwechat - Stationssteuerung	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Groß Göttfritz - Stationssteuerung	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Kirchberg - Stationssteuerung	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	Auersthal West 4 - Stationssteuerung	2023	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Grafendorf - Stationssteuerung	2023	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ St. Margarethen - Stationssteuerung	2023	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Sulmeck/Greith - Stationssteuerung	2023	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Ettendorf - Stationssteuerung	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Waisenberg - Stationssteuerung	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Ebenthal - Stationssteuerung	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Finkenstein- Stationssteuerung	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Weitendorf- Kondensatbehälter & Feinfilter	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Rainbach - Messeinrichtungen	2025	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜST Schwechat - Messeinrichtungen	2025	Kapitel 4
Gas Connect Austria	Auersthal - Messeinrichtungen	2025	Kapitel 4
Gas Connect Austria	AZ Groß Göttfritz - Messeinrichtungen	2025	Kapitel 4
Gas Connect Austria	Auersthal - PGC	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜMS Tallesbrunn - PGC	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜMS Schönkirchen/Reyersdorf - PGC	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜMS Kapellerfeld - PGC	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	ÜST Gänserndorf - PGC	2024	Kapitel 4
Gas Connect Austria	G00-003 – Teilbereich Raffinerie	2023	Kapitel 4

Quelle: AGGM; 2022

## 2.10 Infrastrukturstandard im MG Ost

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

Der Infrastrukturstandard legt fest, dass die Kapazität im Betrachtungsraum (Marktgebiet Ost in Österreich, in Tirol und Vorarlberg gibt es keine Fernleitungen) so ausgerichtet sein muss, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Infrastruktur (Baumgarten) gedeckt werden kann. Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der (N-1) Formel 172 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasinfrastruktur im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von größer als 100% gerecht wird. Im Jahr 2021 lag das Ergebnis der N-1 Formel gemäß Verordnung (EU) 2017/1938 bei 172%.

Tabelle 16: Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm <sup>3</sup> /d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit THE 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>
Erdgas Produktion OMV	1,76	gebuchte Standardkapazität
Erdgas Produktion RAG	0,30	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,05	gebuchte Standardkapazität
<b>Pm</b>	<b>2,10</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 Fernleitung	0	nur unterbrechbare Kapazität
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; 2022

Jedoch haben sich mit dem russischen Angriffskrieg auf die Ukraine seit Februar 2022 die Rahmenbedingungen maßgeblich geändert. Vor diesem Hintergrund ist die Aussagekraft des Infrastrukturstandards, bei dem es sich um eine reine Leistungsbetrachtung handelt, stark limitiert. Trotz eines Infrastrukturstandards größer 100% in Österreich kann nicht von einer sicheren Versorgung ausgegangen werden, insbesondere wenn die größte Quelle Baumgarten (Russland) dauerhaft wegfällt und über die verbleibende Infrastruktur die Endkundenversorgung, die Speicherbefüllung gemäß Mindestbevorratung und der Export auf Basis fester Kapazitäten an nachgelagerte Länder bewerkstelligt werden muss.

Tabelle 17: Berechnung des tatsächlichen Infrastrukturstandards über einen Zeitraum von 01.04 - 01.11.

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [TWh]	Definition & Erläuterung
Baumgarten	339	Entry aus Slowakei über 214 Tage
Oberkappel	53	Entry aus Deutschland über WAG über 214 Tage
Überackern	-	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	42	Entry aus Italien über 214 Tage
Freilassing & Laa/ Thaya	-	keine gesicherte Nutzung zu erwarten
<b>EPm</b>	<b>434</b>	<b>Techn. Kapazität von Einspeisepunkten</b>
Erdgas Produktion OMV	3,1	Summe über den Zeitraum 01.04.22 - 01.11.22
Erdgas Produktion RAG	0,4	Summe über den Zeitraum 01.04.22 - 01.11.22
Biomethan Produktion	0,06	Summe über den Zeitraum 01.04.22 - 01.11.22
<b>Pm</b>	<b>3,6</b>	<b>Max. techn. Produktionskapazität</b>
Speicherpool OMV	17,7	benötigtes AGV von 20% bis 90%
Speicherpool RAG	9,7	benötigtes AGV von 20% bis 90%
7Fields Fernleitung	0	kann über DE befüllt werden
7Fields Verteilergebiet	0	kann über DE befüllt werden
Haidach Fernleitung	0	kann über DE befüllt werden
Haidach Verteilergebiet	0	in Österreich nicht angeschlossen
<b>Sm</b>	<b>27,3</b>	<b>Notwendige Kapazität zur Speicherbefüllung</b>
<b>LNGm</b>	<b>0</b>	<b>Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen</b>
Ungarn (Mosonmagyaróvár)	23	Summe über den Zeitraum 01.04.22 - 01.11.22
Slowakei (Baumgarten WAG & MAB)	22	Summe über den Zeitraum 01.04.22 - 01.11.22
Slowenien (Murfeld)	9	Summe über den Zeitraum 01.04.22 - 01.11.22
<b>Exitm</b>	<b>54</b>	<b>Notwendige Exit Kapazität für HU, SK &amp; SI</b>
<b>Im</b>	<b>339</b>	<b>Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur</b>
<b>Dmax</b>	<b>38</b>	<b>Max. Inlandsverbrauch</b> im Zeitraum 01.04.-01.11. der letzten 5 Jahre

**N - 1**

**82%**

Quelle: AGGM, 2022

Wird ein Zeitraum von 01.04. bis 01.11. (214 Tage) betrachtet, in dem über die verbleibende Infrastruktur (Entry Oberkappel/Überackern und Entry Arnoldstein ohne Entry Baumgarten) der Endkundenbedarf in Österreich in diesem Zeitraum gedeckt, die nur an das Verteilernetz angeschlossenen Gasspeicher (Schönkirchen, Tallesbrunn, Puchkirchen/Haag und Friedburg-Haidach-Aiglsbrunn) von 20% auf 90% befüllt sowie Ungarn, Slowakei (inkl. Befüllung Speicher Láb IV) und Slowenien (gemäß den FZK-Nominierungen von 01.04.22-01.11.22) versorgt werden müssen, ergibt sich ein „Infrastrukturstandard“ von lediglich 82% (Tabelle 17).

Dies bedeutet, dass selbst unter der Annahme einer Vollausslastung der verbleibenden technischen Importkapazität aus Deutschland und Italien (kein physischer Export nach Italien) über die gesamte Periode nicht genügend Importkapazität für Österreich vorhanden ist, um die gesetzten Speicherziele zu erreichen und Versorgungssicherheit im gewohnten Ausmaß zu gewährleisten.

Außerdem müsste die Produktion für diesen Zeitraum permanent die maximal gebuchte Standardkapazität einspeisen, was jedoch auf Basis historischer Produktionsdaten der letzten Jahre sehr unwahrscheinlich ist. Vor diesem Hintergrund ist ein Ausbau der Importkapazität nach Österreich eine unbedingte Notwendigkeit.

Die Speicher Nussdorf/Zagling, Haidach und 7Fields welche über eine Anbindung sowohl an das deutsche Fernleitungsnetz als auch das österreichische Verteil- und/oder Fernleitungsnetz verfügen, würden in dieser Annahme nicht über das österreichische Netz, sondern nur direkt aus dem deutschen Fernleitungsnetz befüllt werden.

### 3 Kapazitätssituation im Planungsnullfall

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

#### 3.1 Kapazitätssituation im Jahr 2023

Alle für das Jahr 2023 getätigten Druck- und Mengenzusagen gegenüber den Verteilernetzbetreibern, Speicherunternehmen, Produzenten, Erzeugern von erneuerbaren Gasen und Netzbenutzern an Grenzübergabepunkten können eingehalten werden.

Durch die Fertigstellung des Projekts 2021/24 können nun wieder größeren Kunden an das Inselnetz der Netz OÖ in Schärding angeschlossen werden.

Aus Sicht der Ebene 1 Verteilerleitungen können alle an das Netz angeschlossenen Endkunden jederzeit versorgt werden.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf von Biomethaneinspeisungen, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben, können nun nach Fertigstellung des 2021/01 im Mai 2022 mit der nachgefragten Kapazität ganzjährig einspeisen.

#### 3.2 Kapazitätssituation in den Jahren 2024 bis 2040

Für die Jahre 2024 bis 2040 wurden keine weiteren Kapazitätsengpassbereiche festgestellt.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf von Endkunden in Salzburg, die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.7.1.3), können nach geplanter Fertigstellung des Projekts 2019/01 Ende 2024 vollständig versorgt werden.

Die zusätzlichen Kapazitätsbedarfe von erneuerbarem Gas von Endkunden in Wien, Schwechat, Margarethen am Moos und Bruck an der Leitha die einen Kapazitätserweiterungsantrag übermittelt haben (siehe Kapitel 2.7.1.3), können nach Fertigstellung der Projekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04 mit erneuerbarem Gas versorgt werden.

Der zusätzliche Kapazitätsbedarf von Einspeisungen erneuerbaren Wasserstoffs, die einen Kapazitätserweiterungsvertrag übermittelt haben, können nach Fertigstellung der Projekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04 mit der nachgefragten Kapazität ganzjährig einspeisen.

Für die zeitgerechte Kapazitätsbereitstellung ist es unabdingbar, dass die Betreiber der Einspeise-, Absatz- bzw. Speicherprojekte rechtzeitig einen Kapazitätserweiterungsvertrag abschließen, damit gegebenenfalls die erforderlichen Infrastrukturausbauprojekte zeitgerecht gestartet werden können.

## 4 Maßnahmen im Verteilerg Gebiet

### 4.1 H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbares Gas („H<sub>2</sub> Collector Ost“) Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04

Auf Basis der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für erneuerbaren Wasserstoff wurde gemeinsam mit Netz NÖ, Netz Burgenland, Gas Connect und Wiener Netze das Projekt H<sub>2</sub> Collector Ost entwickelt. Der H<sub>2</sub> Collector Ost wird von Zurndorf im Burgenland über Schwechat, Mannswörth in Niederösterreich bis Wien Simmering die Einspeisung und Versorgung von erneuerbaren Gasen (geeignet für 100% erneuerbarem Wasserstoff sowie für Bio- und synthetisches Methan) ermöglichen.

Durch die Sektorkopplung mit dem Stromsektor an zwei 380kW und fünf 110kV Umspannwerken ermöglicht der H<sub>2</sub> Collector Ost einen zeitnahen und schnelleren Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion. Außerdem befinden sich zwei potentielle Untertagespeicher für Wasserstoff entlang der Trasse.

#### 4.1.1 Planungsumfeld

Auf der einen Seite liefern die erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge den Planungsauftrag und erste Indizien des benötigten Bedarfs an Wasserstoffkapazitäten. Auf der anderen Seite stehen wir erst am Anfang des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes mit all seinen Herausforderungen. Die größte Herausforderung beim Aufbau besteht darin, die zukünftigen Bedarf möglichst gut abschätzen zu können, um die neue Infrastruktur vorausschauend mit ausreichend Kapazitäten nicht nur für die nächsten 5, sondern für 10, 20 und 30 Jahre zu errichten. Nur so hinkt man mit dem Netzausbau nicht dem Bedarf hinterher und kann die Energiesystemwende beschleunigen.

Auf der anderen Seite ist die Datenlage aufgrund des Planungszeitraums über 20 Jahre und der Komplexität des Umbaus des kompletten Energiesystems unsicher. Für die Auslegung des H<sub>2</sub> Collector Ost wurden die Bedarfe bis 2030 aus den Kapazitätserweiterungsanträgen herangezogen. Für die Jahre 2040 und 2050 wird für die Ausspeisung auf die Wasserstoffbedarfserhebung der Industrie und Kraftwerke zurückgegriffen. Für die Einspeisung wurden die Ergebnisse aus ONE<sup>100</sup> herangezogen und entsprechend auf die Umspannwerke bzw. Einspeisepunkte aufgeteilt. Mit dieser fundierten Datenlage kann aus heutiger Sicht der zukünftige Wasserstoffbedarf sowohl für die Einspeisung als auch Ausspeisung in der Region bestmöglich abgeschätzt werden.

Das Datengerüst 2040 weist in Summe eine Ausspeisung von ca. 4,2 GW und eine Einspeisung von ca. 1,5 GW erneuerbaren Wasserstoffs aus. 2050 wird nochmals von einer Erhöhung der Einspeisung in der Region auf ca. 2 GW ausgegangen.

Da die Ausspeisung von der erwarteten Einspeisung abweicht, muss diese Differenz über zukünftige Verbindungen zum Fernleitungsnetz (European Hydrogen Backbone, EHB) oder zum zukünftigen Wasserstoffverteilnetz ausgeglichen werden. Dabei dient das EHB und die H<sub>2</sub>-Roadmap (Siehe Kapitel 0) auch als Planungsgrundlage.

Die Möglichkeit der Anbindung von zwei bestehenden Erdgasproduktionsfeldern, welche sich grundsätzlich bei Adaption für die Wasserstoffspeicherung eignen würden, ist auch mitbedacht worden.



Tabelle 18: Datengerüst H<sub>2</sub> Collector Ost.

Ein/Ausspeisepunkt		2025	2026	2027	2028	2029	2030	2040	2050
Wien	Exit	181	181	186	191	201	1151	1191	1251
Schwechat	Exit		217	217	217	217	1141	3000*	3000*
Margarethen/Moos	Exit			9	9	9	9	9	9
Bruck/Leitha	Exit		7	7	7	7	7	7	7
Zurndorf	Entry		46	46	146	146	146	450**	560**
Bruckneudorf	Entry						75	225**	280**
Parndorf	Entry							110**	140**
Höflein	Entry							290**	460**
Sarasdorf	Entry							470**	640**

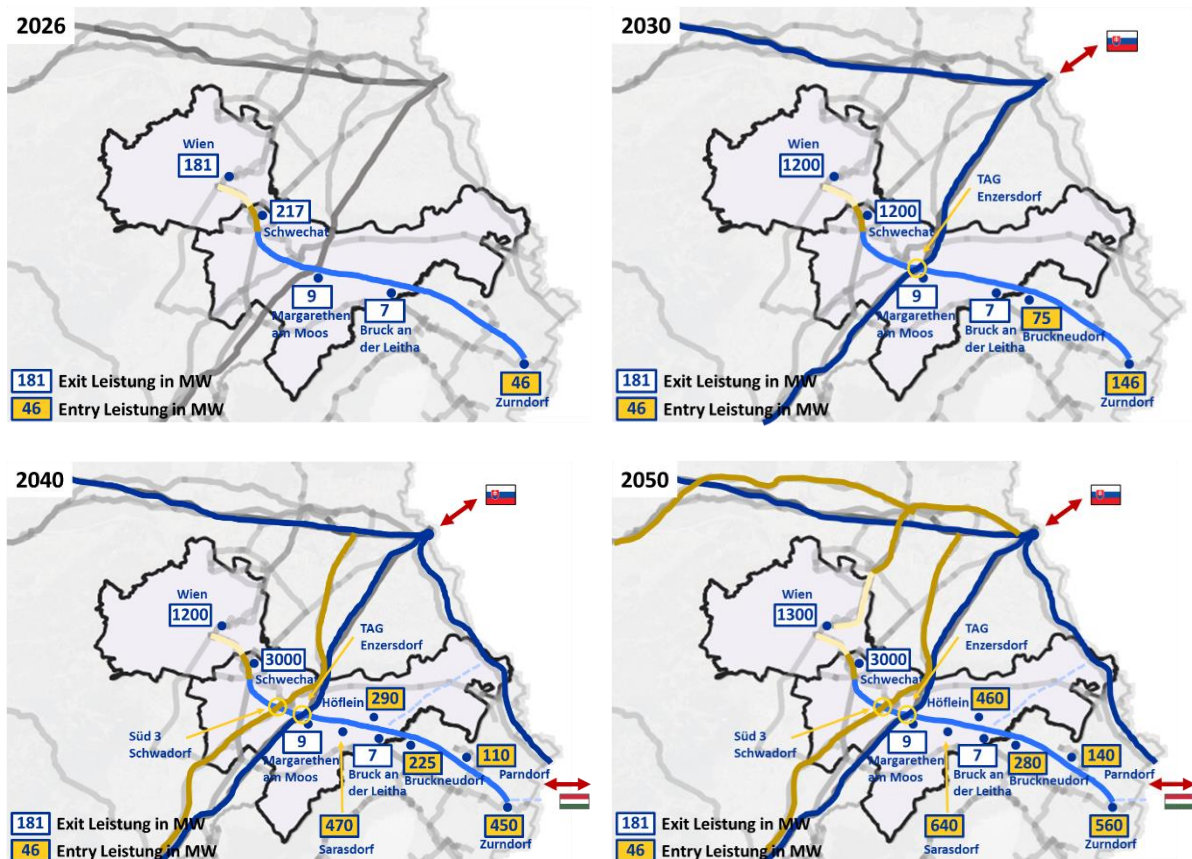
\* Rückmeldung aus der Wasserstoffbedarfserhebung 2022

\*\* Aufteilung der ONE100 Ergebnisse auf Umspannwerke

Quelle: Wasserstoffbedarfserhebung, ONE<sup>100</sup>, AGGM, 2022

Die schrittweise Entwicklung des H<sub>2</sub> Collector Ost ist in Abbildung 14 dargestellt. Im Jahr 2026 wird der Bedarf über die Einspeisung in Zurndorf gedeckt. Ab 2030, wenn die TAG als Fernleitung für den Wasserstofftransport zur Verfügung steht, kann der erhöhte Bedarf über die Fernleitung gedeckt werden. Ab 2040 entwickelt sich schon ein verbundenes Verteilernetz und garantiert dadurch höchste Versorgungssicherheit.

Abbildung 14: Planungsumfeld H<sub>2</sub> Collector Ost bis 2050.

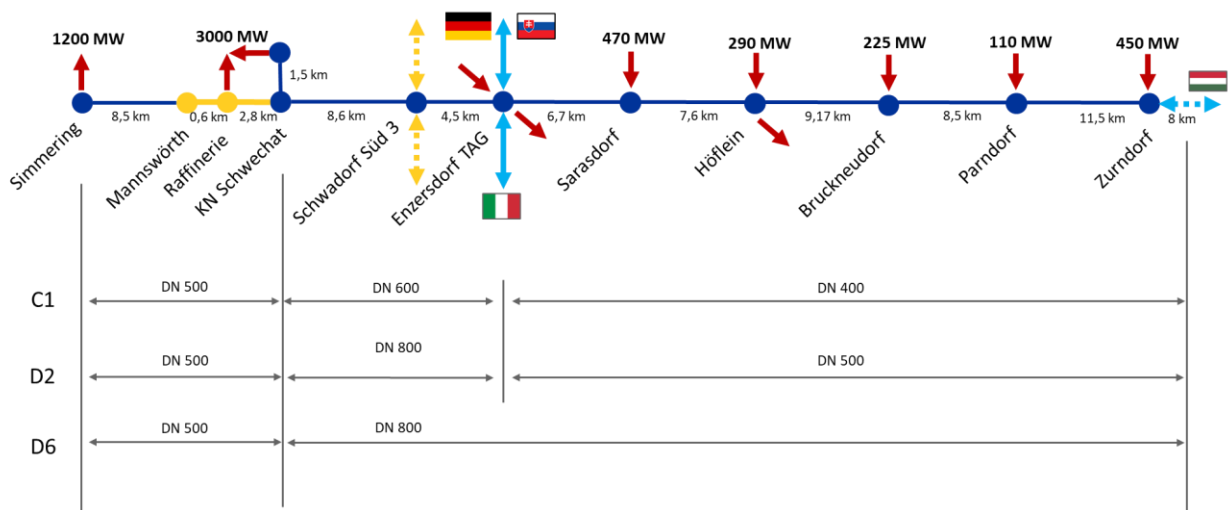


Quelle: AGGM, 2022

## Planung und Dimensionierung

Im Zuge der Auslegungsberechnungen wurden 27 unterschiedliche Varianten der Dimensionierung und Aufspeisung betrachtet, wovon viele aus technischen Gründen (Überschreitung der maximalen Flussgeschwindigkeit, zu hoher Druckverlust, Überschreitung des maximalen Betriebsdruckes) ausgeschlossen werden konnten. Schlussendlich sind drei Varianten in die engere Auswahl genommen worden (Abbildung 15).

Abbildung 15: Genauer betrachtete Varianten des H<sub>2</sub> Collector Ost und Mengengerüst 2040.



Quelle: AGGM, 2022

Aus Transparenzgründen und zur Vollständigkeit wurde, im Vergleich zur Konsultationsversion der LFIP (Ausgabe 1), der Abschnitt 4 zwischen Mannswörth und Simmering (8,5 km, DN500, 100% H<sub>2</sub>-ready, zu errichten von Wiener Netze) also Projekt 2022/04 in die LFIP aufgenommen. Somit ist der gesamte H<sub>2</sub> Collector Ost in der LFIP erfasst.

**Variante C1** sieht eine DN600 Leitung zwischen dem Knoten Schwechat und Enzersdorf sowie einer DN400 zwischen Enzersdorf und Zurndorf vor. Mit dieser Variante kann jedoch 2040 nicht der gesamte Bedarf in Wien und Schwechat gedeckt werden und Wien würde eine weitere Wasserstoffeinspeisung aus dem Norden benötigen. Dies könnte mit der Adaption einer der beiden „ADOS-Leitungen“ zwischen Aderklaa und Simmering ermöglicht werden. Außerdem würde eine Adaption weiterer Leitungen und des Knoten Auersthal im vorgelagerten PVS2 der Gas Connect Austria dafür notwendig sein. Dies bedeutet, dass diese Variante die volle Kapazität nur abhängig von Methan-Absatzreduktionen in ganz Österreich liefern kann. Falls der Wasserstoffbedarf früher als die notwendige Methan-Absatzreduktion zur Adaption der oben genannten Leitungssysteme eintritt, kann diese Variante nicht den Bedarf decken. Außerdem ist die Einspeisekapazität von Wasserstoff aus Elektrolysen zwischen Sarasdorf und Zurndorf mit max. 1,6 GW<sub>H<sub>2</sub></sub> limitiert und auch der mögliche kleine Grenzverkehr über Ungarn ist nur mit sehr geringer Kapazität möglich. Aufgrund dieser Unsicherheit und der Kapazitätslimitation wird diese Variante nicht weiterverfolgt.

**Variante D6** liefert als durchgehende DN800 Leitung die meiste Kapazität und den geringsten Druckverlust, was sich positiv auf den notwendigen Einspeisedruck der Elektrolysen auswirkt. Allerdings sind die Investmentkosten für diese Variante ca. 70% höher als bei Variante C1 und D2 und für diese Dimension ist jedenfalls ein UVP durchzuführen, was die Umsetzungsdauer von 3 auf 4 Jahren erhöhen würde. Aus diesen Gründen wird diese Variante nicht weiterverfolgt.

**Variante D2** hingegen verfügt über ausreichend Einspeisekapazität von ca. 2,5 GW<sub>H2</sub> im Burgenland und Niederösterreich. Außerdem kann der gesamte (heute bekannte) zukünftige Bedarf von 4,3 GW<sub>H2</sub> in Wien und Simmering unabhängig von Methan-Bedarfsreduktionen vollständig gedeckt werden und darüber hinaus stehen noch zusätzliche ca. 1 GW<sub>H2</sub> für heute nicht bekannte zusätzliche Bedarfe zur Verfügung. Diese Variante würde auch einen kleinen Grenzverkehr zu Ungarn ermöglichen und der notwendige Einspeisedruck für Elektrolysen wäre auch geringer als in Variante C1. Dies reduziert die operativen Kosten für Verdichterenergie maßgeblich. Auch das verfügbare Linepack (Leitungsvolumen) wäre um ca. 2/3 größer als in Variante C1. Aufgrund dieser Flexibilität kann die Einspeisung erneuerbaren Wasserstoffs aus fluktuierender erneuerbarer Stromproduktion stabil erfolgen und Produktionsspitzen können über das Linepack abgefedert werden. Die Jahreskosten inkl. Abschreibung und Kosten für die Verdichterenergie sind daher vergleichbar mit der Variante C1, bei deutlich mehr Transportkapazität.

**Aufgrund der höheren Flexibilität, raschen Umsetzungsdauer und langfristig hoher verfügbaren Kapazitäten wird die Variante D2 zur Umsetzung vorgeschlagen und zur Genehmigung eingereicht.**

Abbildung 16: Variantenvergleich H<sub>2</sub> Collector Ost.

Variante	Kapazität*	Flexibilität	Import/Export HU, SK	Umsetzungsdauer
C1 (DN600/400)	Exit: 3 GW Entry: 1,6 GW	+	-	3 Jahre (4 Jahre mit UVP)
D2 (DN800/500)	Exit: 5,4 GW Entry: 2,5 GW	+	+	
D6 (DN800)	Exit: 5,4 GW Entry: 5,4 GW	+	+	4 Jahre (UVP-pflichtig)

\*Zurndorf 43 bar, Enzersdorf 36 bar, Mannswörth 32 bar

Quelle: AGGM, 2022

## 4.2 Erhaltung Ostleitung (Projekt 2022/21)

Die Ostleitung verläuft vom Knoten Schwechat in mehreren Sektionen über Fischamend bis zur Übergabestation Edelstal (Netz Burgenland). Die älteste Sektion 1, ca. 5,4 km beginnend vom Knoten Schwechat, wurde 1958 in DN250 mit einer Bitumenisolierung errichtet und verläuft größtenteils parallel südlich der Piste 11/29 des Flughafen Wiens. Diese Sektion 1 liegt daher unmittelbar in der geplanten Flughafenerweiterungszone und müsste bei dessen Erweiterung umgelegt werden. Die weiteren Sektionen sind aus 1975, 1984 und 1992. Auf der Ostleitung speist neben der Erdgasproduktion auch die derzeit größte Biomethananlage Österreichs ein.

Ebendiese Sektion 1 ist aktuell korrosionstechnisch in einem nicht regelwerkskonformen Zustand. Für die Sanierung des Leitungsabschnittes wurden mehrere Varianten untersucht:

- Variante 1: Errichtung einer KKS-Hotspotanlage inkl. Isolierstück- und Schiebereinbau sowie Sanierung gravierender Fehlstellen
- Variante 2: Trassengleicher Austausch der Sektion 1 (5,4 km, DN200, PN70) im Flughafenerweiterungsgebiet
- Variante 3: Erneuerung außerhalb des geplanten Flughafenerweiterungszone (ca. 10,5 km, DN200, PN70)

Angesichts einer allfälligen Flughafenerweiterung und der dadurch notwendigen Umlegung der Ostleitung wird die kostengünstigste Variante 1 zur Behebung der Mängel umgesetzt, welche möglicherweise adaptiert werden muss, wenn die regelwerkskonformen Parameter nicht erreicht werden. Mittel- bzw. langfristig muss eine der Alternativvarianten umgesetzt werden, wobei derzeit angesichts des offenen Flughafenprojektes die Grundstückbeschaffung äußerst schwierig erscheint. Bei Umsetzung der Flughafenerweiterung wird eine Kostenbeteiligung durch den Projektwerber erwartet.

Somit ist das **Projekt 2022/21 Ersatzinvestition Erhalt Ostleitung Sektion 1** notwendig um den Bedarf an fester Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Netz NÖ und der Netz Burgenland sowie zur Einspeisung von erneuerbaren und konventionellen Gasen weiterhin zu decken.

### 4.3 Erhaltung & Erneuerung Süd 1 (Projekt 2022/05)

Die Süd 1 (Baujahr 1958, DN300) verläuft vom Knoten Schwechat über Wiener Neustadt bis Semmering. Mit Fertigstellung der Südschiene 2011 wurde die Süd 1 von Netzebene 1 auf Netzebene 2 umgewidmet. Außerdem wurde 2011 bereits ein Teilstück (ca. 1,4 km) zwischen Peisching und Natschbach in der Dimension DN200 erneuert.

Altersbedingt wurde nun von Netz NÖ für die Bestandsleitungen der Süd 1 von Natschbach bis Gloggnitz (ca. 17,7 km) ein Erneuerungskonzept in DN 200 und DN 150 und einer Auflassung von Gloggnitz bis Semmering erstellt, das den lokalen Netzebene 2 Anforderungen entspricht und keine hydraulische Verbindung der Süd 1 zur Steiermark mehr ermöglicht.

Gleichzeitig ist mit der Umsetzung des Projekts 2019/03 die Druckabsenkung der Semmeringleitung der Energienetze Steiermark geplant. Somit könnten ca. 25.000 Nm<sup>3</sup>/h Gas unverdichtet aus Baumgarten über Süd 2 und Süd 1 zu den Industriekunden in die Steiermark transportiert werden. Dies würde einerseits Verdichterenergie (ca. 200.000-400.000 € pro Jahr) auf der Fernleitung einsparen und andererseits durch den erhöhten Absatz in der mittleren Druckebene (ca. 45 bar) im Südsystem der Netz NÖ zukünftige Biomethaneinspeisungen speziell im Sommer effizient auf diesem Druckniveau ermöglichen. Darüber hinaus ermöglicht dieses Projekt durch geringe Mehrkosten zur ursprünglichen Netzebene 2 Variante v.a. durch den Erhalt der parallelen Infrastruktur in die Steiermark die Umsetzung der H<sub>2</sub> Roadmap. Somit sind mit Süd 1 und Süd 3 für die Zukunft ausreichend Methan und Wasserstoffkapazitäten zwischen Niederösterreich und der Steiermark vorhanden. Die hydraulischen Berechnungen haben ergeben, dass für den Transport von 25.000 Nm<sup>3</sup>/h mit einem Übergabedruck zur Steiermark von ca. 25 bar eine DN 200 Dimension zwischen Natschbach und Gloggnitz notwendig ist.

Somit ist das **Projekt 2022/05 Ersatzinvestition: Süd 1 Natschbach – Semmering** erforderlich, um parallele Bestandsinfrastruktur in ausreichender Dimensionierung für den überregionalen Transport zu erhalten, damit mittelfristig Netzenergie eingespart und langfristig die Methan-Versorgungssicherheit der Steiermark über die Süd 1 aufrechterhalten werden kann sowie die zukünftig freien Kapazitäten auf der Südschiene für Wasserstofftransport genutzt werden kann.

Daher ist eine Umwidmung der Süd 1 zwischen Wr. Neustadt und Semmering von Netzebene 2 auf Netzebene 1 Voraussetzung für die Umsetzung des Projekts. Andernfalls kommt das ursprüngliche Konzept zur lokalen Versorgung zur Umsetzung und der Leitungsabschnitt Gloggnitz – Semmering wird mittelfristig aufgelassen

#### 4.4 Übergabestation Leopoldau (Projekt 2022/08 & Projekt 2022/14)

Die Übergabestation Leopoldau wurde im Jahre 1997 errichtet. Aktuell werden über diese Station mehr als die Hälfte der Wiener Haushalte versorgt. Im Laufe der Jahre wurde das angrenzende Gebiet mit Wohneinheiten bebaut, sodass sich im Nahebereich der Übergabestation diverse Wohnanlagen befinden. Um das Schutzniveau der Station an den Stand der Technik anzuheben, sollen verschiedene notwendige Erweiterungen und Optimierungen auf dem Stationsgelände und an den Stationsausrüstungen umgesetzt werden.

Somit sind die **Projekte 2022/08 ÜST Leopoldau REVAMP** und **2022/14 ÜST Leopoldau Cerberus Phase 3** erforderlich, um das Sicherheitslevel der Station auf den neuesten Stand der Technik zu bringen. Somit kann die Versorgungssicherheit von Wien weiter sichergestellt werden.

#### 4.5 Schieberstation Frankenmarkt (Projekt 2022/20)

Im Dezember 2022 fand ein Leistungstest von bis zu 600.000 Nm<sup>3</sup>/h über den Ein/Ausspeisepunkt Zagling in Oberösterreich statt. Dabei wurde festgestellt, dass in der Netzebene 1 Schieberstation Frankenmarkt ab einem Durchfluss von 300.000 Nm<sup>3</sup>/h massive Schwingungen auftreten und ein sicherer Netzbetrieb bei einem Durchfluss von größer 300.000 Nm<sup>3</sup>/h von der HDL076 (von Zagling) auf die HDL100 nicht mehr möglich ist. Aufgrund dieses Netzengpasses ist die Standardkapazität am Ein/Ausspeisepunkt Zagling aktuell auf 300.000 Nm<sup>3</sup>/h begrenzt. Um die volle Ein/Ausspeisekapazität der Speicherstation Zagling nutzen zu können, wird in der Station Frankenmarkt die Errichtung einer zusätzlichen Verbindungsleitung zur Erhöhung der Durchflussleistung durchgeführt. Durch diese Erweiterung erhöht sich die Durchflussleistung um bis zu 300.000 Nm<sup>3</sup>/h auf 600.000 Nm<sup>3</sup>/h.

Da die HDL076 (DN500, 4,4 km) ursprünglich nur für ca. 250.000 Nm<sup>3</sup>/h ausgelegt wurde, würde sich bei vollständiger Kapazitätsbuchung in Zagling, aufgrund des erhöhten Druckabfalls in der HDL076, die Entry Standardkapazität für den Cluster West um ca. 10% reduzieren.

Dieses Projekt bietet auch die Möglichkeit zusätzliche Speicheranlagen, sofern diese nicht bereits an das inländische Netz angebunden sind, über den Ein/Ausspeisepunkt Zagling an die Netzebene 1 anzuschließen.

Somit ist das **Projekt 2022/20 Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt** notwendig, um einerseits die Versorgungssicherheit im Verteilergelände durch zusätzliche Einspeisekapazität zu erhöhen und andererseits um die Entry/Exit Kapazität für Speicheranlagen am Ein/Ausspeisepunkt Zagling maßgeblich zu erhöhen.

#### 4.6 Digitalisierung, Automatisierung & Modernisierung

Im Zuge der kontinuierlichen Digitalisierung und Automatisierung des Gasnetzes sind mehrere Projekte notwendig, um die Fernsteuerbarkeit der Stationen zu ermöglichen und so die Flexibilität und Versorgungssicherheit des Gasnetzes weiter zu erhöhen.

Folgende Projekte werden dazu in der Langfristigen und integrierten Planung 2022 zur Genehmigung eingereicht:

**2022/10 ÜST Auersthal – Automatisierung West 2 Anbindung**

**2022/19 Automatisierung Reverseflow Station Schwechat**

Darüber hinaus werden folgende Projekte zur Genehmigung eingereicht, um die Stationen auf den neuesten Stand der Technik zu bringen und so die Anlagenverfügbarkeit weiter zu gewährleisten. Somit kann die Versorgungssicherheit des Gasnetzes weiter sichergestellt werden und auch die Lebensdauer der Infrastruktur erhöht werden.

**2022/06 Ersatzinvestition: A1 Steinhaus Erneuerung MU und USZ**

**2022/07 Ersatzinvestition: GHR-Lend Erneuerung Armaturengruppe**

**2022/09 Ersatzinvestition: ÜST Schwechat E-Verteiler**

**2022/11 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung NÖ (4 Stationen)**

**2022/12 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Stmk (3 Stationen)**

**2022/13 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Ktn (4 Stationen)**

**2022/15 Ersatzinvestition: TAG AZ Weitendorf Erneuerung Kondensatbehälter und Feinfilter**

**2022/16 Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Messeinrichtungen (4 Stationen)**

**2022/17 Ersatzinvestition: Erneuerung/Adaptierung PGC**

**2022/18 Ersatzinvestition: G00-003 Erneuerung Teilbereich Raffinerie Geländezaun**

## 5 Erforderliche Projekte in der Langfristigen und integrierten Planung 2022

Aufgrund der im Kapitel 0 dargestellten Kapazitätssituation sowie der in Kapitel 4 beschriebenen Maßnahmenvorschläge ist die Umsetzung der in Kapitel 5.1 und in Kapitel 5.2 aufgelisteten Projekte erforderlich. Zusätzlich zur Angabe der wichtigsten Projektdaten in den Übersichtstabellen erfolgt in der letzten Spalte eine Kennzeichnung, ob die Projekte auf Basis von Kapazitätserweiterungsverträgen, auf Basis von Kapazitätserweiterungsanträgen auf Basis von erforderlichen Netzausbauten oder aufgrund von erforderlichen Ersatzinvestitionen beantragt werden.

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

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

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

Bei jenen Projekten, die im Rahmen der LFiP 2022 eingereicht werden und denen ein öffentliches Interesse zukommen soll, wird der Grund des öffentlichen Interesses explizit angeführt.

### 5.1 Weiterführung von genehmigten Projekten ohne Abänderungen

In Tabelle 19 sind jene Projekte aufgelistet, die aus der Langfristigen und integrierten Planung 2021 ohne Abänderungen weitergeführt werden.

Tabelle 19: Weiterführung von genehmigten Projekten

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFiP22	Status	
2021/04	Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)	Gas Connect Austria	03/2024	In Umsetzung	NA
2021/12	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage	Gas Connect Austria	12/2024	Genehmigt	E
2021/16	Brennwertermittlung Netz NÖ	Netz NÖ	12/2023	In Umsetzung	NA
2021/22	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8	Energienetze Steiermark	12/2023	In Umsetzung	E
KEV	Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen				
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden				
NA	erforderlicher Netzausbau				
E	Ersatzinvestitionsprojekt				

Quelle: AGGM, 2022

## 5.2 Genehmigte Projekte mit Abänderungen, zurückgezogene Projekte und neue Projekte

In Tabelle 20 sind jene Projekte aufgelistet, die aus der Langfristigen und integrierten Planung 2021 mit Abänderungen weitergeführt werden oder zurückgezogen wurden

Tabelle 20: Genehmigte Projekte mit Abänderungen sowie zurückgezogene Projekte

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFiP21	geplante Fertigstellung gem. LFiP22	Status	
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2025	12/2030	in Umsetzung	E
2019/01	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	Salzburg Netz	12/2023	12/2024	in Umsetzung	NA
2019/02	Leistungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	TIGAS	12/2023	12/2024	in Umsetzung	NA
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	Energienetze Steiermark	12/2025	12/2025	in Umsetzung	E
2021/02	Auersthal – Kollektoranbindung G00-040	Gas Connect Austria	09/2024	09/2026	genehmigt	NA
2021/03	Auersthal – Errichtung lokaler Korrosionsschutz	Gas Connect Austria	12/2023	12/2026	genehmigt	NA
2021/05	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth	Gas Connect Austria	12/2023	12/2023	In Umsetzung	NA
2021/06	Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie	Gas Connect Austria	12/2022	12/2023	In Umsetzung	E
2021/07	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks	Gas Connect Austria	03/2023	03/2023	In Umsetzung	E
2021/10	Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung	Gas Connect Austria	12/2023	12/2023	In Umsetzung	E
2021/13	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung	Gas Connect Austria	12/2023	12/2024	Genehmigt	E
2021/17	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach	Netz NÖ	12/2022	09/2023	In Umsetzung	E
2021/18	Molchanschlussstelle Jennersdorf	Netz Burgenland	09/2022	09/2023	In Umsetzung	NA
2021/19	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark	Energienetze Steiermark	02/2024	02/2024	In Umsetzung	NA



2021/20	Automatisierung Anbindung Graz	Energienetze Steiermark	12/2023	12/2024	In Umsetzung	NA
2021/21	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene	Energienetze Steiermark	12/2022	06/2023	In Umsetzung	NA
2021/23	Biomethaneinspeisung G00-101	Gas Connect Austria	03/2023	04/2024	In Umsetzung	NA
KEV	Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen					
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden					
NA	erforderlicher Netzausbau					
E	Ersatzinvestitionsprojekt					

Quelle: AGGM, 2022

### 5.3 Neue Projekte

In Tabelle 21 sind jene Planungsprojekte und in Tabelle 22 sind jene Projekte aufgelistet, die in der Langfristigen und integrierten Planung 2022 zur Genehmigung eingereicht werden.

Tabelle 21 Neue Planungsprojekte - Wasserstoff

Nr.	Planungsprojekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFiP22	Status	
2022/01	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 1 (Netz Burgenland)	Netz Burgenland	12/2026	neu	KEA
2022/02	Planungsprojekt H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 2 (Netz NÖ)	Netz NÖ	12/2026	neu	KEA
2022/03	Planungsprojekt H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 3 (GCA)	Gas Connect Austria	12/2026	neu	KEA
2022/04	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 4 (Wiener Netze)	Wiener Netze	12/2026	neu	KEA

Quelle: AGGM, 2022

Tabelle 22 Neue Projekte

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFiP22	Status	
2022/05	Ersatzinvestition: Süd 1 Natschbach – Semmering	Netz NÖ	12/2027	neu	E
2022/06	Ersatzinvestition: A1 Steinhaus Erneuerung MU und USZ	Energienetze Steiermark	11/2024	neu	E
2022/07	Ersatzinvestition GHR-Lend - Erneuerung Armaturengruppe	Salzburg Netz	07/2024	neu	E
2022/08	ÜST Leopoldau REVAMP	Gas Connect Austria	03/2025	neu	NA

2022/09	Ersatzinvestition: ÜST Schwechat E-Verteiler	Gas Connect Austria	12/2027	neu	E
2022/10	ÜST Auersthal – Automatisierung West 2 Anbindung	Gas Connect Austria	12/2023	neu	NA
2022/11	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung NÖ (4 Stationen)	Gas Connect Austria	12/2024	neu	E
2022/12	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Stmk (3 Stationen)	Gas Connect Austria	12/2023	neu	E
2022/13	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Ktn (4 Stationen)	Gas Connect Austria	12/2024	neu	E
2022/14	ÜST Leopoldau Cerberus Phase 3	Gas Connect Austria	03/2024	neu	NA
2022/15	Ersatzinvestition: TAG AZ Weitendorf Erneuerung Kondensatbehälter und Feinfilter	Gas Connect Austria	03/2024	neu	E
2022/16	Ersatzinvestition: Erneuerung Messeinrichtungen (4 Stationen)	Gas Connect Austria	12/2025	neu	E
2022/17	Ersatzinvestition: Erneuerung/Adaptierung PGC	Gas Connect Austria	12/2024	neu	E
2022/18	Ersatzinvestition: G00-003 Erneuerung Teilbereich Raffinerie Geländezaun	Gas Connect Austria	06/2023	neu	E
2022/19	Automatisierung Reverseflow Station Schwechat	Gas Connect Austria	12/2023	neu	NA
2022/20	Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt	Netz OÖ	11/2023	neu	NA
2022/21	Ersatzinvestition: Erhalt Ostleitung Sektion 1	Netz NÖ	12/2024	neu	E
KEV	Kapazitätserweiterungsverträge abgeschlossen				
KEA	Kapazitätserweiterungsantrag vorhanden				
NA	erforderlicher Netzausbau				
E	Ersatzinvestitionsprojekt				

Quelle: AGGM, 2022

## 5.4 Investitionsvolumen der Projekte der LFiP 2022

In Tabelle 23 sind alle Projekte der Langfristigen Planung 2022 inklusive der Investitionskosten der Projekte aufgelistet.

Tabelle 23: Investitionsvolumen der Projekte der LFiP 2022

Die letzten zwei Spalten der Tabelle unterliegt dem Betriebs- und Geschäftsgeheimnis [BGG]

Nr.	Projekt	Projekt-träger	geplante Fertigstellung gem. LFiP 2022	Status	Änderung der CAPEX zur LFiP 2021	CAPEX [Mio. EUR. BGG]
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz NÖ	12/2030	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil SNG	Salzburg Netz	12/2024	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol; Teil TIGAS	TIGAS	12/2024	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur - Donawitz	Energienetze Steiermark	12/2025	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/02	Auersthal - Kollektoranbindung G00-040	Gas Connect Austria	09/2026	genehmigt	[BGG]	[BGG]
2021/03	Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz	Gas Connect Austria	12/2026	genehmigt	[BGG]	[BGG]
2021/04	Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)	Gas Connect Austria	03/2024	in Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/05	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth	Gas Connect Austria	12/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/06	Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie	Gas Connect Austria	12/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/07	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks	Gas Connect Austria	03/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/10	Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung	Gas Connect Austria	12/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/12	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage	Gas Connect Austria	12/2024	Genehmigt	[BGG]	[BGG]
2021/13	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung	Gas Connect Austria	12/2024	Genehmigt	[BGG]	[BGG]
2021/16	Brennwertermittlung Netz NÖ	Netz NÖ	12/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]

2021/17	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach	Netz NÖ	09/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/18	Molchanschlusstelle Jennersdorf	Netz Burgenland	09/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/19	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark	Energienetze Steiermark	02/2024	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/20	Automatisierung Anbindung Graz	Energienetze Steiermark	12/2024	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/21	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene	Energienetze Steiermark	07/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/22	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8	Energienetze Steiermark	12/2023	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2021/23	Biomethaneinspeisung G00-101	Gas Connect Austria	04/2024	In Umsetzung	[BGG]	[BGG]
2022/01	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 1 (Netz Burgenland)	Netz Burgenland	12/2026	neu	[BGG]	[BGG]
2022/02	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 2 (Netz NÖ)	Netz NÖ	12/2026	neu	[BGG]	[BGG]
2022/03	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 3 (GCA)	Gas Connect Austria	12/2026	neu	[BGG]	[BGG]
2022/04	Planungsprojekt: H <sub>2</sub> Collector Ost Abschnitt 4 (Wiener Netze)	Wiener Netze	12/2026	neu	[BGG]	[BGG]
2022/05	Ersatzinvestition: Süd 1 Natschbach – Semmering	Netz NÖ	12/2027	neu	[BGG]	[BGG]
2022/06	Ersatzinvestition: A1 Steinhaus Erneuerung MU und USZ	Energienetze Steiermark	11/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2022/07	Ersatzinvestition GHR-Lend - Erneuerung Armaturengruppe	Salzburg Netz	07/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2022/08	ÜST Leopoldau REVAMP	Gas Connect Austria	03/2025	neu	[BGG]	[BGG]
2022/09	Ersatzinvestition: ÜST Schwechat E-Verteiler	Gas Connect Austria	12/2027	neu	[BGG]	[BGG]
2022/10	ÜST Auersthal – Automatisierung West 2 Anbindung	Gas Connect Austria	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2022/11	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung NÖ (4 Stationen)	Gas Connect Austria	12/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2022/12	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Stmk (3 Stationen)	Gas Connect Austria	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2022/13	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Ktn (4 Stationen)	Gas Connect Austria	12/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2022/14	ÜST Leopoldau Cerberus Phase 3	Gas Connect Austria	03/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2022/15	Ersatzinvestition:TAG AZ Weitendorf Erneuerung	Gas Connect Austria	03/2024	neu	[BGG]	[BGG]

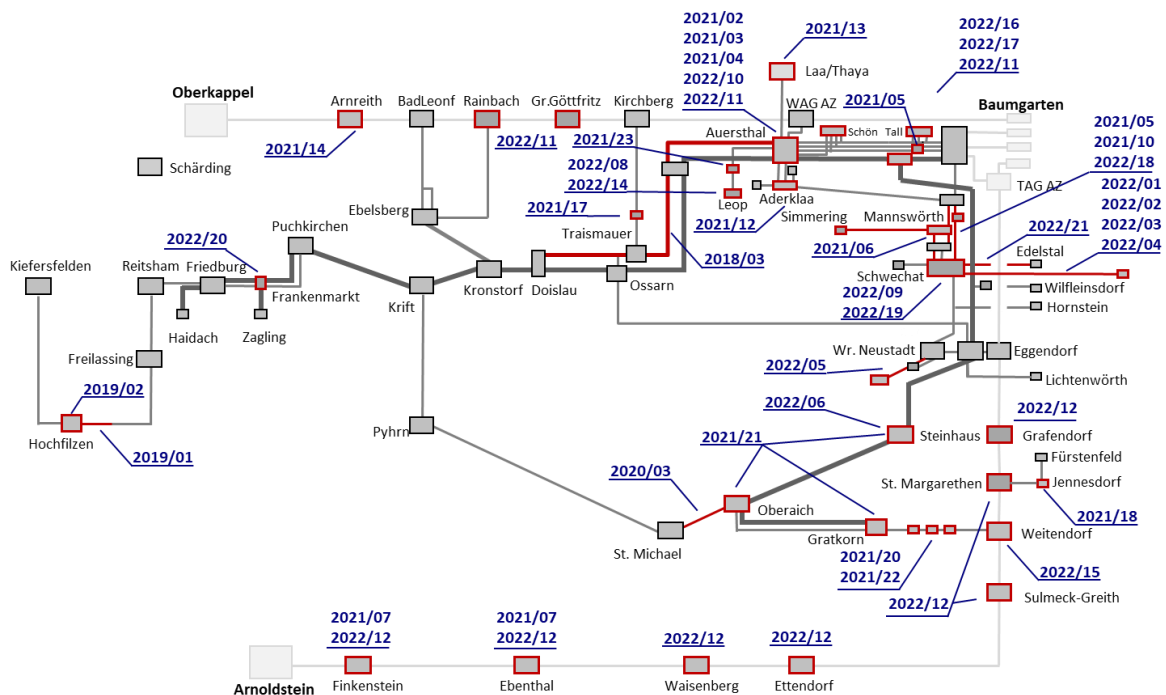
Kondensatbehälter und Feinfilter						
2022/16	Ersatzinvestition: Erneuerung Mess- einrichtungen (4 Stationen)	Gas Connect Austria	12/2025	neu	[BGG]	[BGG]
2022/17	Ersatzinvestition: Erneuerung/Adaptierung PGC	Gas Connect Austria	12/2024	neu	[BGG]	[BGG]
2022/18	Ersatzinvestition: G00-003 Erneuerung Teilbereich Raffinerie Geländezaun	Gas Connect Austria	06/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2022/19	Automatisierung Reverseflow Station Schwechat	Gas Connect Austria	12/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2022/20	Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt	Netz OÖ	11/2023	neu	[BGG]	[BGG]
2022/21	Ersatzinvestition: Erhalt Ostleitung Sektion 1	Netz NÖ	12/2024	neu	[BGG]	[BGG]
<b>Summe Projekte</b>						<b>129,751</b>
<b>Projekte mit Status: in Umsetzung u. genehmigt</b>						<b>99,912</b>
<b>Projekte mit Status: neu</b>						<b>44,791</b>
<b>Summe Planungsprojekte - Wasserstoff</b>						<b>177,1</b>

Quelle: AGGM, 2022

## 5.5 Geografische Übersicht der Projekte aus der LFIP 2022

Um einen besseren Überblick über die Projekte in der Langfristigen und integrierten Planung 2022 zu erhalten, wurde in Abbildung 17 eine geografische Übersicht der Projekte dargestellt.

Abbildung 17: Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen und integrierten Planung 2022



Quelle: AGGM, 2022

## 6 Kapazitätsausweis für das Jahr 2023

Tabelle 24: Kapazitätsausweis 2023 – Marktgebiet Ost

<b>Vorzuhaltende Kapazität</b>	<b>SK Entry</b> [kWh/h]	<b>SK Exit</b> [kWh/h]
Speicher	22.206.746	15.535.293
Erdgas-Produktion	902.991	-
Biomethan-Produktion	22.241	-
Wasserstoff-Produktion	290	
Grenzübergabepunkte		
Freilassing	260.000	-
Laa	242.950	-

<b>Frei verfügbare nominale Standardkapazität</b>	<b>SK Entry</b> [kWh/h]	<b>SK Exit</b> [kWh/h]
Cluster Ost	10.166.518	8.493.814
Cluster West	3.506.199	1.587.073
davon am Ein/Ausspeisepunkt Zagling	269.399	1.091.673

Quelle: AGGM, Stand 01.01.2023

Tabelle 25: Kapazitätsausweis 2023 – Marktgebiet Tirol

<b>Vorzuhaltende Kapazität</b>	<b>SK Entry</b> [kWh/h]	<b>SK Exit</b> [kWh/h]
Biomethan-Produktion	2.379	-
Kiefersfelden/Pronten	nicht buchbar	nicht buchbar
Gries am Brenner	in Abstimmung	in Abstimmung
<b>Frei verfügbare nominale Standardkapazität</b>	<b>SK Entry</b> [kWh/h]	<b>SK Exit</b> [kWh/h]
	1.463.673	841.179

Quelle: AGGM, Stand 01.01.2023

Tabelle 26: Kapazitätsausweis 2023 - Marktgebiet Vorarlberg

<b>Vorzuhaltende Kapazität</b>	<b>SK Entry</b> [kWh/h]	<b>SK Exit</b> [kWh/h]
Biomethan-Produktion	6.200	-
Lindau	nicht buchbar	nicht buchbar
Höchst	nur Notversorgung	265.146
Bangs	nur Notversorgung	nur Notversorgung
Ruggell	nicht buchbar	265.146
<b>Frei verfügbare nominale Standardkapazität</b>	<b>SK Entry</b> [kWh/h]	<b>SK Exit</b> [kWh/h]
Gesamt	840.550	530.292

Quelle: AGGM, Stand 01.01.2023

Der Kapazitätsausweis 2023 wurde auf Basis des von der E-Control Austria am 15.4.2014 genehmigten „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ gerechnet.

Das „Berechnungsschema für die Verteilergebiete in Österreich“ beschreibt den Prozess und die Systematik wie Kapazitäten innerhalb des Verteilergebietes berechnet und ausgewiesen werden.

In Summe hat sich die frei verfügbare nominale Entry Standardkapazität im Marktgebiet Ost aufgrund von erhöhten Kapazitätsbuchungen der Speicher leicht verringert.

In Summe hat sich die frei verfügbare nominale Exit Standardkapazität im Marktgebiet Ost aufgrund von reduzierten Kapazitätsbuchungen der Erdgasproduzenten und erhöhten Kapazitätsbuchungen der Speicher verringert.

Aufgrund des neuen Ausspeisepunktes Höchst in Vorarlberg mit 01.10.2021 wurde der Kapazitätsausweis in Vorarlberg insbesondere für Ruggell und Höchst neu berechnet und ausgewiesen. Im Vergleich zum Absatz ist das verfügbare Linepack in Vorarlberg sehr gering. Die Kundenstruktur in Vorarlberg ist vor allem von tagesbilanzierenden Endkunden geprägt. Diese Tatsachen bewirken, dass an kalten Wintertagen, bei einer flat Übergabe des Gases in den THE Bilanzkreis der A&B welches in Lindau übernommen wird, das Linepack des Netzes der Vorarlberger Energienetze und des Netzes der Liechtensteinische Gasversorgung nicht ausreicht, um die tageszeitlich strukturierte Gasentnahme der Endkunden auszugleichen. Der Kapazitätsausweis für das Marktgebiet Vorarlberg wurde deshalb auch unter der Prämisse gerechnet, dass die größtmögliche Kapazität auszuweisen ist, auch wenn dies bei kalten Wintertagen zur Folge hat, dass Ausgleichsenergie zur Strukturierung an einem Tag gekauft und wiederverkauft werden muss.

## 7 Würdigung der Stellungnahmen der Marktteilnehmer aus der Konsultation des Verteilergietsmanagers

Der Bericht der Langfristigen und integrierten Planung 2022, Ausgabe 1, wurde am 09.01.2023 zur Konsultation gestellt. Der Bericht wurde auf der Website der AGGM veröffentlicht. Alle Marktteilnehmer wurden per E-Mail auf die Konsultation hingewiesen. Die Konsultation fand im Zeitraum vom 09.01.2023 bis 29.01.2023 statt.

Es wurden 14 Stellungnahmen zur Langfristigen und integrierten Planung 2022 abgegeben. Die Stellungnahmen sind im Anhang 2 dem Bericht beigefügt.

AGGM bedankt sich für die eingebrachte Stellungnahmen.

### *Würdigung der Stellungnahme von Wien Energie*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs der Wien Energie und insbesondere zur Erfüllung des Kapazitätserweiterungsantrags für die Auspeisung von erneuerbarem Wasserstoff in Wien im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben. Zur Deckung dieses Kapazitätserweiterungsantrags wird im ersten Schritt das Planungsprojekt „H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ (Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04) zur Genehmigung eingereicht.

### *Würdigung der Stellungnahme von Austrian Power Grid AG*

AGGM wird die Zusammenarbeit mit APG zur Identifikation von potenziellen Elektrolysestandorten weiter fortführen und intensivieren um den notwendigen Strom- und Gasnetzausbau für die Energiesystemwende effizient, integriert und gemeinsam optimiert umsetzen zu können. Außerdem wurde die Formulierung zum Stromnetzausbau in Kapitel 2.3.2.1 dem Vorschlag von APG entsprechend angepasst.

### *Würdigung der Stellungnahme von Burgenland Energie*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs der Burgenland Energie und insbesondere zur Erfüllung des Kapazitätserweiterungsantrags für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff im Burgenland im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben. Aufgrund der Dringlichkeit und Notwendigkeit einer Wasserstoffleitungsinfrastruktur zur Realisierung des PanHy Projekts, Österreichs größte Elektrolyseanlage (60 MW in der ersten Ausbaustufe, 300 MW im Endausbau) im Burgenland und zur Deckung dieses Kapazitätserweiterungsantrags wird im ersten Schritt das Planungsprojekt „H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ (Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04) zur Genehmigung eingereicht.

### *Würdigung der Stellungnahme von Netz Burgenland*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs und insbesondere zur raschen Erschließung der erneuerbaren Potentiale im Burgenland im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben. Um die geplante erneuerbare Wasserstoffproduktion von 300 GWh pro Jahr ab 2027 auch zu den Verbrauchern bringen zu können wird im ersten Schritt das Planungsprojekt



„H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ (Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04) zur Genehmigung eingereicht.

#### *Würdigung der Stellungnahme von OMV*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs der OMV, insbesondere an erneuerbarem Wasserstoff zur Dekarbonisierung und zur Erfüllung des Kapazitätserweiterungsantrags in Schwechat im Rahmen der LFIP gewissenhaft vorantreiben. Zur Deckung dieses Kapazitätserweiterungsantrags wird im ersten Schritt das Planungsprojekt „H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ (Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04) zur Genehmigung eingereicht.

#### *Würdigung der Stellungnahme von TIGAS*

AGGM hofft auf einen baldigen Abschluss der Grundstücksvereinbarungen für die Übergabestation zwischen Tirol und Salzburg, damit es zu keinen weiteren Verzögerungen im Projekt mehr kommt.

Des Weiteren begrüßt AGGM die Möglichkeit den Kapazitätserweiterungsantrag in der Höhe von 90 MW in Hochfilzen über aktuell freie Kapazitäten in der Netzebene 3 (< 6 bar) der TIGAS abzudecken. Jedoch muss hier festgehalten werden, dass eine Kapazitätsbereitstellung über das Marktgebiet Tirol noch zu prüfen ist, insbesondere da zusätzliche feste Kapazitäten im vorgelagerten deutschen Netz dafür beschafft werden müssten, welche bei der letzten Kapazitätsbuchung für 2023 nicht zur Verfügung standen und aller Voraussicht nach auch künftig nicht zur Verfügung stehen werden. Da kurzfristig keine zusätzlichen festen Kapazitäten im vorgelagerten deutschen Netz zur Verfügung stehen werden, wäre entweder eine Versorgung auf unterbrechbarer Basis oder mit DZK-Produkten bis zur Fertigstellung der Projekte 2019/01 und 2019/02 möglich. Dabei handelt es sich um dynamisch zuordenbare Kapazitätsprodukte, die im speziellen Fall mit der Zuordnungsaufgabe überackern -> Kiefersfelden oder Haiming -> Kiefersfelden festen Charakter erhalten. Um diese DZK-Produkte in diesem speziellen Fall zuverlässig und diskriminierungsfrei einsetzen zu können, ist es jedoch erforderlich, dass zumindest ein Marktakteur auf der Merit Order List der Bilanzierungsstelle im Marktgebiets Tirol registriert ist, was bis dato nicht der Fall ist.

Darüber hinaus ist seitens Salzburg Netz GmbH in Q1/2023 ein Abstimmungstermin mit dem Kapazitätswerber geplant, um die Zeitschiene des Leitungsprojekts und der Kapazitätserweiterung des Kunden abzustimmen. So kann tatsächlich abgeklärt werden, ob eine erhöhte Leistungsbereitstellung vor 12/2024 aus dem Netz der TIGAS notwendig sein wird.

#### *Würdigung der Stellungnahme von Wiener Netze*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs in Wien und insbesondere zur Erfüllung des Kapazitätserweiterungsantrags für die Ausspeisung von erneuerbarem Wasserstoff in Wien im Rahmen der LFIP gewissenhaft vorantreiben. Zur Deckung dieses Kapazitätserweiterungsantrags wird im ersten Schritt das Planungsprojekt „H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ (Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04) zur Genehmigung eingereicht.

### *Würdigung der Stellungnahme von Borealis Agrolinz Melamine GmbH*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs der Borealis Agrolinz, insbesondere an erneuerbarem Wasserstoff, zur Sicherung des Unternehmensstandorts in Linz im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben. Wie die Versorgung mit Wasserstoff ab 2030 in Oberösterreich und insbesondere in Linz mit ausreichender Kapazität bewerkstelligt werden kann, wurde mit der H<sub>2</sub> Roadmap gezeigt (siehe dazu Kapitel 0). Als nächsten Schritt zur Umsetzung der H<sub>2</sub> Roadmap und zur Realisierung der notwendigen Projekte sind Kapazitätserweiterungsanträge bei Netz Oberösterreich zu stellen. Diese Kapazitätserweiterungsanträge bilden die Basis für eine Projektplanung im Rahmen der Langfristigen und integrierten Planung.

### *Würdigung der Stellungnahme von Central European Gas Hub AG*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs an erneuerbaren Gasen (Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff) und zur notwendigen Diversifizierung der Quellen im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben.

### *Würdigung der Stellungnahme von Flughafen Wien AG*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs des Flughafen Wien, insbesondere an erneuerbarem Wasserstoff, im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben. Die Versorgung des Flughafens könnte bereits ab 2027, bei Genehmigung und zeitgerechter Umsetzung des Projekts „H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ bewerkstelligt werden.

### *Würdigung der Stellungnahme der Industriellenvereinigung*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs (insbesondere an erneuerbaren Gasen wie Biomethan und Wasserstoff) der österreichischen Industrie im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben. Als erster Meilenstein zur Deckung der ersten Ein- und Auspeisebedarfe an erneuerbarem Wasserstoff in Burgenland, Niederösterreich und Wien wird im ersten Schritt das Planungsprojekt „H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ (Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04) zur Genehmigung eingereicht.

Wie die Versorgung mit Wasserstoff ab 2030 in Österreich mit ausreichender Kapazität bewerkstelligt werden kann, wurde mit der H<sub>2</sub> Roadmap gezeigt (siehe dazu Kapitel 0). Als nächsten Schritt zur Umsetzung der H<sub>2</sub> Roadmap und zur Realisierung der notwendigen Projekte sind Kapazitätserweiterungsanträge beim jeweiligen Netzbetreiber zu stellen. Diese Kapazitätserweiterungsanträge bilden die Basis für eine Projektplanung im Rahmen der Langfristigen und integrierten Planung.

### *Würdigung der Stellungnahme der Österreichischen Vereinigung für das Gas- und Wasserfach*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs an erneuerbaren Gasen (Biomethan und erneuerbarem Wasserstoff) und zur notwendigen Diversifizierung der Quellen im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben.

### *Würdigung der Stellungnahme von RHI Magnesita GmbH*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs der RHI Magnesita GmbH, insbesondere an erneuerbarem Wasserstoff, zur Sicherung der Unternehmensstandorte im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben. Wie die Versorgung mit Wasserstoff ab 2030 in Österreich mit ausreichender Kapazität bewerkstelligt werden kann, wurde mit der H<sub>2</sub> Roadmap gezeigt (siehe dazu Kapitel 0). Als nächsten Schritt zur Umsetzung der H<sub>2</sub> Roadmap und zur Realisierung der notwendigen Projekte sind Kapazitätserweiterungsanträge bei dem jeweiligen zu stellen. Diese Kapazitätserweiterungsanträge bilden die Basis für eine Projektplanung im Rahmen der Langfristigen und integrierten Planung.

### *Würdigung der Stellungnahme von Verbund AG*

AGGM wird die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für die zukünftige Gasinfrastruktur zur Deckung des langfristigen Bedarfs an erneuerbaren Gasen (Biomethan und Wasserstoff) der Verbund AG und insbesondere zur Erfüllung des Kapazitätserweiterungsantrags für die Einspeisung von erneuerbarem Wasserstoff im Burgenland im Rahmen der LFiP gewissenhaft vorantreiben. Aufgrund der Dringlichkeit und Notwendigkeit einer Wasserstoffleitungsinfrastruktur zur Realisierung des PanHy Projekts, Österreichs größte Elektrolyseanlage (60 MW in der ersten Ausbaustufe, 300 MW im Endausbau) im Burgenland wird im ersten Schritt das Planungsprojekt „H<sub>2</sub> Collector Ost für erneuerbare Gase“ (Planungsprojekte 2022/01, 2022/02, 2022/03 und 2022/04) zur Genehmigung eingereicht.

Wie die Versorgung mit Wasserstoff ab 2030 in Österreich mit ausreichender Kapazität bewerkstelligt werden kann, wurde mit der H<sub>2</sub> Roadmap gezeigt (siehe dazu Kapitel 0). Als nächsten Schritt zur Umsetzung der H<sub>2</sub> Roadmap und zur Realisierung der notwendigen Projekte sind Kapazitätserweiterungsanträge für Einspeisung als auch Ausspeisung beim jeweiligen Netzbetreiber zu stellen. Diese Kapazitätserweiterungsanträge bilden die Basis für eine Projektplanung im Rahmen der Langfristigen und integrierten Planung.

## Abkürzungsverzeichnis

AGGM	AGGM Austrian Gas Grid Management AG
APG	Austrian Power Grid
barg	Bar Überdruck
BGG	Betriebs- u. Geschäftsgeheimnis
BM	Baumgarten
DN	Normdurchmesser
DZK	Dynamisch Frei Zuordenbare Kapazität
EAG	Erneuerbaren Ausbau Gesetz
ECA	E-Control Austria
FZK	Frei Zuordenbare Kapazität
GCA	Gas Connect Austria GmbH
H <sub>2</sub>	Wasserstoff
ENS	Energienetze Steiermark
GW	Gigawatt
GWG	Gaswirtschaftsgesetz 2011
LFP	Langfristige Planung
LNG	Liquified Natural Gas
MW	Megawatt
NB	Netzbetreiber
NE1	Netzebene 1
NE2	Netzebene 2
NB_MAX	Absatzmodell Netzgebietsmaximum
NEKP	Nationaler Energie und Klimaplan
Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH
Nm <sup>3</sup> /h	Normalkubikmeter pro Stunde (Temperatur 0°C; 1013 mbar)
O <sub>2</sub>	Sauerstoff
OK	Oberkappel
PN	Nenndruck
RAG	RAG Austria AG
RAG ES	RAG Energy Storage GmbH
TAG	Trans Austria Gasleitung GmbH
THE	Trading Hub Europe
TWh	Terrawattstunden
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UW	Umspannwerk
VG_MAX	Absatzmodell Verteilergebietsmaximum
VHP	Virtueller Handelspunkt
WAG	West Austria Gasleitung

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	H <sub>2</sub> Roadmap 2025	18
Abbildung 2:	H <sub>2</sub> Roadmap 2030	20
Abbildung 3:	H <sub>2</sub> Roadmap 2040	20
Abbildung 4:	H <sub>2</sub> Roadmap 2050	21
Abbildung 5:	Wasserstoffproduktion für 2040	22
Abbildung 6:	H <sub>2</sub> Collector Ost - schematische Darstellung	23
Abbildung 7:	Gas Bruttoinlandsverbrauch Österreich bis 2050	33
Abbildung 8:	Gas Bruttoinlandsverbrauch Österreich 2040 im Vergleich.	33
Abbildung 9:	Voraussichtliche Einspeisung erneuerbarer Gase.	34
Abbildung 10:	TYNDP Szenarien Daten für Österreich	36
Abbildung 11:	Vergleich TYNDP 2022 und LFP Baseline Szenario	37
Abbildung 12:	Gasproduktion Österreich aus den TYNDP 2022 Szenarien.	37
Abbildung 13:	Buchungssituation Kleiner Grenzverkehr Exit VG Vorarlberg, Quelle: AGGM, 2022	42
Abbildung 14:	Planungsumfeld H <sub>2</sub> Collector Ost bis 2050.	55
Abbildung 15:	Genauer betrachtete Varianten des H <sub>2</sub> Collector Ost und Mengengerüst 2040.	56
Abbildung 16:	Variantenvergleich H <sub>2</sub> Collector Ost.	57
Abbildung 17:	Geografische Übersicht der Projekte aus der Langfristigen und integrierten Planung 2022	67

## Diagrammverzeichnis

Diagramm 1:	Absatzszenarien, maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Ost	31
Diagramm 2:	Maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Vorarlberg	32
Diagramm 3:	Maximal mögliche Stundenleistung, Marktgebiet Tirol	32

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Potentiell geeignete Standorte für Power-to-Gas Anlagen	25
Tabelle 2:	TYNDP 2024 Meldung	26
Tabelle 3:	Benötigte Wasserstoff-Kapazitäten des Verteilergbiets.	26
Tabelle 4:	Projekte für den integrierten Netzinfrastrukturplan.	27
Tabelle 5:	In der LFIP 22 berücksichtigte Kapazitätserweiterungsanträge	29
Tabelle 6:	WAM Szenario Maßnahmen im Sektor Energie 2030 & Vergleich mit ONE <sup>100</sup> 2040	35
Tabelle 7:	TYNDP 2022 Szenarien für Österreich in Zahlen	36
Tabelle 8:	Vom VGM gebuchte Kapazität, Stand Dezember 2022	38
Tabelle 9:	Speicher, gebuchte Kapazitäten	39
Tabelle 10:	Speicher, Prognose des Kapazitätsbedarfs	39
Tabelle 11:	Biomethanproduktion, gebuchte Entry Kapazität	40
Tabelle 12:	Produktion von erneuerbarem Wasserstoff, gebuchte Entry Kapazität	40
Tabelle 13:	Inlandsproduktion Erdgas, gebuchte Entry Kapazität	40
Tabelle 14:	Monitoring der Projekte aus der Langfristigen und integrierten Planung 2021	42
Tabelle 15:	Liste der Ebene 1 Infrastrukturelemente, die im Planungszeitraum 2023 bis 2040 außer Betrieb genommen werden müssen bzw. an denen größere Instandhaltungsmaßnahmen durchgeführt werden müssen.	48

---

Tabelle 16:	Berechnung des Infrastrukturstandards nach der Verordnung (EU) 2017/1938	50
Tabelle 17:	Berechnung des tatsächlichen Infrastrukturstandards über einen Zeitraum von 01.04 - 01.11.	51
Tabelle 18:	Datengerüst H <sub>2</sub> Collector Ost.	55
Tabelle 19:	Weiterführung von genehmigten Projekten	61
Tabelle 20:	Genehmigte Projekte mit Abänderungen sowie zurückgezogene Projekte	62
Tabelle 21:	Neue Planungsprojekte - Wasserstoff	63
Tabelle 22:	Neue Projekte	63
Tabelle 23:	Investitionsvolumen der Projekte der LFiP 2022	65
Tabelle 24:	Kapazitätsausweis 2023 – Marktgebiet Ost	68
Tabelle 25:	Kapazitätsausweis 2023 – Marktgebiet Tirol	68
Tabelle 26:	Kapazitätsausweis 2023 - Marktgebiet Vorarlberg	68

## **Anhang 1**

**Planungsfall: LFP 2022**

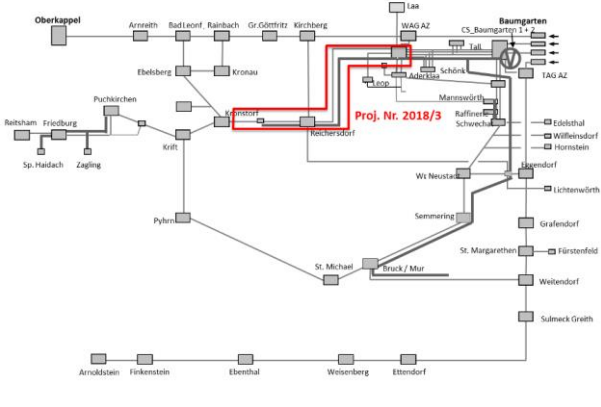
**Ausgabe: 4**  
**Ausgabe 4 nach Aufforderung zur Abänderung durch E-Control Austria per Brief vom 11.05.2023 gemäß § 22 Abs 7 GWG**

Projekt-Nr.	Projektname	Projekträger	Geplante Fertigstellung	Status/Ausgabe	
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	Netz Niederösterreich GmbH	12/2030	in Umsetzung	3
2019/01	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG	Salzburg Netz GmbH	12/2024	in Umsetzung	6
2019/02	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH	12/2024	in Umsetzung	5
2019/03	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz	Energienetze Steiermark GmbH	12/2025	in Umsetzung	4
2020/02	Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West	Netz Niederösterreich GmbH	12/2022	in Umsetzung	3
2021/02	Auersthal - Kollektoranbindung G00-040	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	09/2026	genehmigt	2
2021/03	Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2026	genehmigt	2
2021/04	Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2024	in Umsetzung	2
2021/05	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2023	in Umsetzung	2
2021/06	Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2023	in Umsetzung	2
2021/07	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2023	in Umsetzung	2
2021/10	Ersatzinvestition: G00-	GAS CONNECT	12/2023	in Umsetzung	2

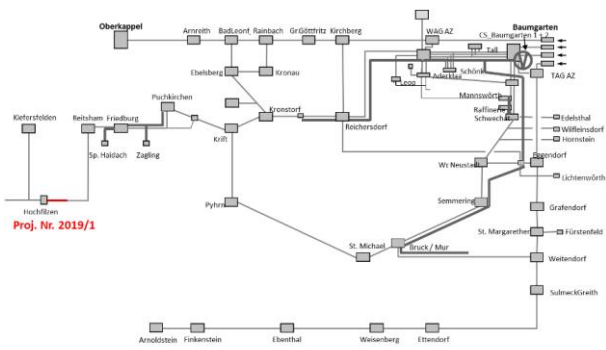


	020 Teilerneuerung Rohrisolierung	AUSTRIA GmbH			
2021/12	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2024	genehmigt	2
2021/13	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2024	genehmigt	2
2021/16	Brennwertermittlung Netz NÖ	Netz Niederösterreich GmbH	12/2023	in Umsetzung	2
2021/17	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach	Netz Niederösterreich GmbH	09/2023	in Umsetzung	2
2021/18	Molchanschlussstelle Jennersdorf	Netz Burgenland Erdgas GmbH	09/2023	in Umsetzung	2
2021/19	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark	Energienetze Steiermark GmbH	02/2024	in Umsetzung	2
2021/20	Automatisierung Anbindung Graz	Energienetze Steiermark GmbH	12/2024	in Umsetzung	2
2021/21	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene	Energienetze Steiermark GmbH	06/2023	in Umsetzung	2
2021/22	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8	Energienetze Steiermark GmbH	12/2023	in Umsetzung	2
2021/23	Biomethaneinspeisung G00-101	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	04/2024	in Umsetzung	2
2022/01	Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 1 (NetzBurgenland)	Netz Burgenland GmbH	unbekannt	neu	4
2022/02	Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 2 (Netz NÖ)	Netz Niederösterreich GmbH	unbekannt	neu	4
2022/03	Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 3 (GCA)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	unbekannt	neu	4
2022/04	Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 4 (Wiener Netze)	Wiener Netze GmbH	unbekannt	neu	3
2022/05	Ersatzinvestition: Süd 1 Natschbach - Semmering	Netz Niederösterreich GmbH	12/2027	neu	1
2022/06	Ersatzinvestition: A1 Steinhaus Erneuerung MU und USZ	Energienetze Steiermark GmbH	11/2024	neu	1

2022/07	Ersatzinvestition GHR-Lend - Erneuerung Armaturengruppe	Salzburg Netz GmbH	07/2024	neu	1
2022/08	ÜST Leopoldau REVAMP	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2025	neu	1
2022/09	Ersatzinvestition: ÜST Schwechat E-Verteiler	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2027	neu	1
2022/10	ÜST Auersthal - Automatisierung West 2 Anbindung	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2023	neu	1
2022/11	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung NÖ (4 Stationen)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2024	neu	1
2022/12	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Stmk (3 Stationen)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2023	neu	1
2022/13	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Ktn (4 Stationen)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2024	neu	1
2022/14	ÜST Leopoldau Cerberus Phase 3	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2024	neu	1
2022/15	Ersatzinvestition:TAG AZ Weitendorf Erneuerung Kondensatbehälter und Feinfilter	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	03/2024	neu	1
2022/16	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Messeinrichtungen (4 Stationen)	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2025	neu	1
2022/17	Ersatzinvestition: Erneuerung/Adaptierung PGC	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	12/2024	neu	1
2022/18	Ersatzinvestition: G00-003 Erneuerung Teilbereich Raffinerie Geländezaun	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	06/2023	neu	1
2022/19	Automatisierung Reverseflow Station Schwechat	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH	09/2023	neu	1
2022/20	Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt	Netz Oberösterreich GmbH	11/2023	neu	1
2022/21	Ersatzinvestition: Erhalt Ostleitung Sektion 1	Netz Niederösterreich GmbH	12/2024	neu	2

<b>Projektnummer:</b>	2018/03		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Projektträger:</b>	Netz Niederösterreich GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2020
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2030
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Adaptierung von 7 Schieberhäuser um diese auf den Stand der Technik zu bringen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Erneuerung der Stationseinbauten um die Schieberhäuser auf den Stand der Technik zu bringen und Abtrennung der Netz NÖ Leitung West 1:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Schieberhaus Auersthal und Zaina</li> </ul> <p>Erneuerung von 5 weiteren Schieberhäusern um die Stationseinbauten auf den Stand der Technik zu bringen.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>	es erfolgt keine Redimensionierung		
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2018		
<b>Ausbauschwelle:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>	Von A1 (LFP18 A1) auf A2 (LFP19 A1): Projektstatus		

Von A2 (LFP19 A1) auf A3 (LFP22 A1): Geplante Fertigstellung

<b>Projektnummer:</b>	2019/01		
<b>Projektname:</b>	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG		
<b>Ausgabe:</b>	6	<b>Projektträger:</b>	Salzburg Netz GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2020
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Ziel des Projektes ist es die Versorgungssicherheit (mit Erdgas und in einer langfristigen Perspektive mit gasförmigen Energieträgern, z.B. Erneuerbaren Gas/Synthetischem Gas/Sektorkopplung) im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen, sowie das Marktgebiet Tirol direkt an die Gasspeicher im Marktgebiet Ost anzubinden.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Um das Projektziel zu erreichen sind im Netzbereich der Salzburg Netz GmbH folgende Ausbaumaßnahmen zu realisieren:</p> <p><b>Maßnahme 1:</b> Ersatz der PN16 Leitung zwischen Puch und Vigaun, durch eine Leitung DN 300 / MOP 70 unter Einbeziehung des bereits errichteten Leitungssegments zwischen Hallein und Vigaun.</p> <p><b>Maßnahme 2:</b> Umbau/Anpassung von 18 HD-Gasdruckregelstationen auf MOP70</p> <p><b>Maßnahme 3:</b> Errichtung des Leitungssegments von Saalfelden nach Hochfilzen in DN300 / MOP70. In Saalfelden bindet die Leitung direkt an das Bestandsnetz ein. In Hochfilzen endet die in der Übergabestation Hochfilzen.</p> <p>Aufgrund eines Kapazitätserweiterungsantrags 2021 wird unmittelbar vor der Landesgrenze in Hochfilzen zusätzlich ein Ausspeisepunkt in die Ebene 2 errichtet.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/02 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS" zu errichten.</p> <p>Die Umsetzung des Projekts ist nur dann zweckmäßig, wenn die Aufrechterhaltung des COSIMA-Modells möglich ist. Zusätzliche wirtschaftlich positive Effekte wie z.B. die Vermarktung von Kapazitäten zwischen dem Marktgebiet Ost und dem Marktgebiet Tirol sollen berücksichtigt werden.</p>		

## Öffentliches Interesse:

Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:

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

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

## Technische Daten:

Maßnahme 1: Leitungslänge: ca. 4,2 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg

Maßnahme 2: Umbau von 18 Abzweigstationen auf MOP 70 barg

Maßnahme 3: Leitungslänge: ca. 20,5 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg

## Ökonomische Daten:

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber; Kostenbasis 2022.

Ausbauschwelle: keine

## Ausbauschwelle:

## Änderung zur letzten Ausgabe:

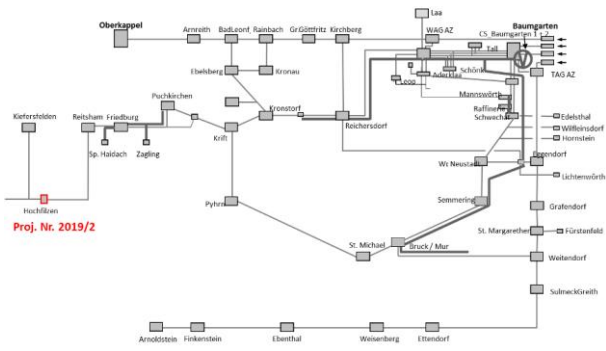
Von A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP19 A2): Besonders zu beachten

Von A2 (LFP19 A2) auf A3 (LFP20 A1): Projektstatus, Geplante Fertigstellung

Von A3 (LFP20 A1) auf A4 (LFP20 A2): ökonomische Daten

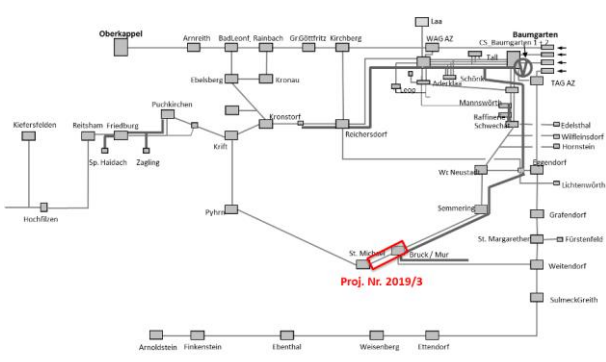
Von A4 (LFP20 A2) auf A5 (LFP21 A1): Projektbeschreibung, Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

Von A5 (LFP21 A1) auf A6 (LFP22 A1): Projektziel, Projektbeschreibung, technische Daten, geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

<b>Projektnummer:</b>	2019/02		
<b>Projektname:</b>	Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil TIGAS		
<b>Ausgabe:</b>	5	<b>Projektträger:</b>	TIGAS-Erdgas Tirol GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2020
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Ziel des Projektes ist es die Versorgungssicherheit (mit Erdgas und in einer langfristigen Perspektive mit gasförmigen Energieträgern, z.B. Erneuerbaren Gas/Synthetischem Gas/Sektorkopplung) im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH und im Netz der Salzburg Netz GmbH zu erhöhen.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Um das Projektziel zu erreichen sind im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH folgende Ausbaumaßnahmen zu realisieren:</p> <p>Maßnahme 1: Errichtung einer Reduzierstation für die Flächenversorgung in Hochfilzen von PN 70 auf MOP 4 barg inklusive Ertüchtigungsmaßnahmen für den Leitungsabschnitt DN300 / MOP 70 bar zwischen St. Johann und Hochfilzen.</p> <p>Maßnahme 2: Errichtung der bidirektional betreibbaren Übergabestation in Hochfilzen (inkl. Gaschromatograph).</p> <p>Maßnahme 3: Errichtung des Leitungssegments von der Übergabestation Hochfilzen bis zur Landesgrenze Salzburg/Tirol in DN300 / PN 70 bar (wird von Salzburg Netz errichtet)</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Das Projekt ist im Einklang mit dem Projekt 2019/01 "Leitungsverbindung Salzburg - Tirol, Teil SNG" zu errichten.</p> <p>Die Umsetzung des Projekts ist nur dann zweckmäßig, wenn die Aufrechterhaltung des COSIMA-Modells möglich ist. Zusätzliche wirtschaftlich positive Effekte wie z.B. die Vermarktung von Kapazitäten zwischen dem Marktgebiet Ost und dem Marktgebiet Tirol sollen berücksichtigt werden.</p>		
<b>Öffentliches Interesse:</b>	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Das Projekt dient dazu gemäß § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die</p>		

<p>Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann eine derzeit nicht gegebene aber notwendige (n-1)-Versorgungssicherheit der Endkunden im Netz der Salzburg Netz GmbH für die Regionen Pinzgau, Pongau und Tennengau, insbesondere im Winter, hergestellt werden und die Versorgungssicherheit im Netz der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH deutlich erhöht werden.</p> <p>Andererseits ist das Projekt geeignet um gemäß § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an firm (fest buchbare) Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der TIGAS-Erdgas Tirol GmbH zu decken.</p>
<p><b>Technische Daten:</b></p> <p>Maßnahme 1: Reduzierstation PN 70 auf MOP 4barg und Ertüchtigungsmaßnahmen</p> <p>Maßnahme 2: bidirektional betreibbare Übergabestation, Messung, Regelung, Q<sub>max</sub> 50.000 Nm<sup>3</sup>/h (2.500 Bm<sup>3</sup>/h), MOP 70barg,</p> <p>Maßnahme 3: Leitungslänge 0,5 km, Durchmesser: DN 300, MOP 70barg (wird von Salzburg Netz errichtet)</p>
<p><b>Ökonomische Daten:</b></p> <p>Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber; Kostenbasis 2021</p> <p>Ausbauschwelle: keine</p>
<p><b>Ausbauschwelle:</b></p>
<p><b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b></p> <p>Von A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP19 A2): Besonders zu beachten</p> <p>Von A2 (LFP19 A2) auf A3 (LFP20 A1): Projektstatus, geplante Fertigstellung</p> <p>Von A3 (LFP20 A1) auf A4 (LFP21 A1): Projektbeschreibung, ökonomische Daten, geplante Fertigstellung, technische Daten</p> <p>Von A4 (LFP21 A1) auf A5 (LFP22 A1): Geplante Fertigstellung</p>



<b>Projektnummer:</b>	2019/03		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Leitungssegment Bruck/Mur – Donawitz		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Projektträger:</b>	Energienetze Steiermark GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	10/2020
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2025
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Ersatz des Leitungssegments Bruck/Mur - Donawitz und Aufrechterhaltung der hydraulischen Funktionalität des Ebene 1 Netzes.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Um die technische Verfügbarkeit der Semmeringleitung zu verlängern wird beabsichtigt den maximalen Betriebsdruck von 64atü auf 16barg zu reduzieren. Um die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Netzes aufrecht zu erhalten, muss die Station A5 mit der Pyhrnleitung verbunden werden. Die beste Lösung stellt die großräumige nördliche Umfahrung von Leoben dar.</p> <p>Um darüber hinaus den Wirtschaftsstandort der Region auch langfristig Abzusichern, wird diese Leitung schon heute auf für einen zukünftigen leistungsfähigen Wasserstofftransport dimensioniert.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Einerseits ist das Projekt erforderlich um gemäß § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an firm Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Energienetze Steiermark GmbH zu decken und</p> <p>andererseits dient das Projekt dazu gemäß § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Verteilernetzes auf dem bisherigen Versorgungssicherheits Niveau beibehalten werden.</p>		

**Technische Daten:**

Leitung Station A5 - Station 20

- Länge: 28,5 km
- Durchmesser: DN400
- MOP: 70 barg

Mess- und Regelstation Station 20:

- Qmax: 50.000 Nm<sup>3</sup>/h, 2.500 Bm<sup>3</sup>/h
- MOP: 70 barg
- Paus: 16 barg

**Ökonomische Daten:**

Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2022

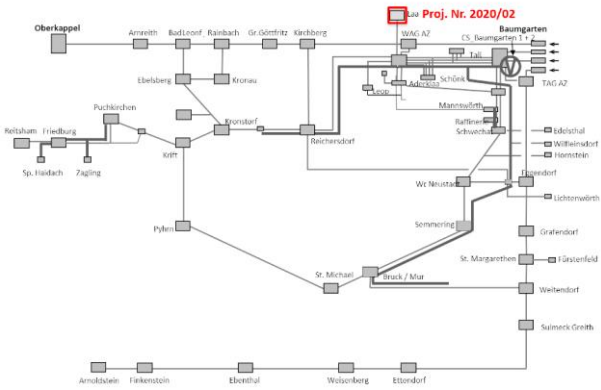
Ausbauschwelle: Keine

**Ausbauschwelle:****Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP19 A1) auf A2 (LFP20 A1): Projektstatus, Korrektur ökonomische Daten

Von A2 (LFP20 A1) auf A3 (LFP21 A1): Projektbeschreibung, ökonomische Daten, technische Daten

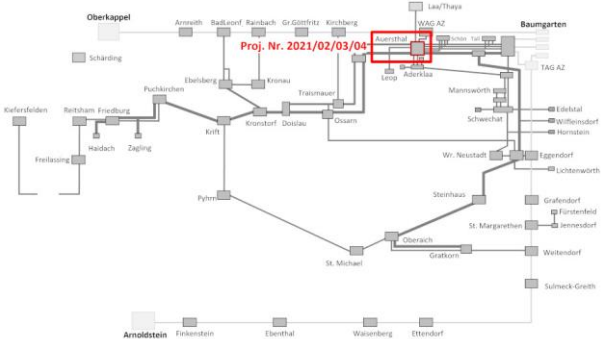
Von A3 (LFP21 A1) auf A4 (LFP22 A1): Ökonomische Daten

<b>Projektnummer:</b>	2020/02		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Station Laa/Thaya West		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Projektträger:</b>	Netz Niederösterreich GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	10/2021
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2022
<b>Datum:</b>	20.10.2021	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Adaptierung der Station Laa/Thaya West um die Stationselemente auf den Stand der Technik zu bringen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Folgende Elemente werden in der Station Laa/Thaya West erneuert:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Umbau der Messung GCA – Netz Niederösterreich und GasNet s.r.o. – Netz Niederösterreich auf permanente Serienschaltung (Verrohrung) aufgrund veralteter Messgeräte und Mengenumwerter</li> <li>• Erneuerung der Stationssteuerung aufgrund veralteter Technik und nicht verfügbarer Ersatzteile.</li> <li>• Erneuerung und Anpassung der Elektrotechnik</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>	keines		
<b>Technische Daten:</b>	Es erfolgt keine Redimensionierung der Anlagengröße.		
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG], Kostenschätzung durch Netzbetreiber, Kostenbasis 2020 Ausbauschwelle: keine		
<b>Ausbauschwelle:</b>			

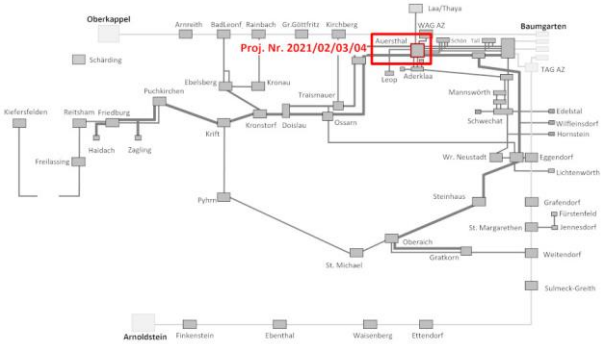
**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP20 A1) auf A2 (LFP20 A4): Projektstatus

Von A2 (LFP20 A4) auf A3 (LFP21 A1): Projektstatus

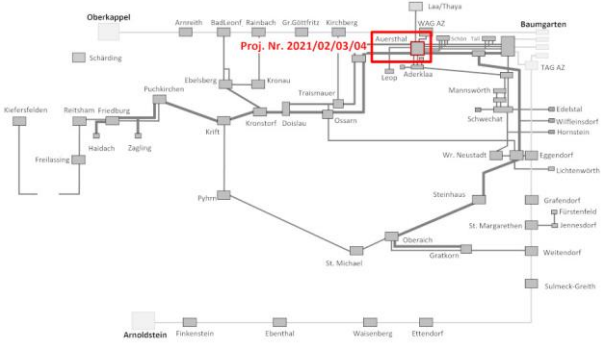
<b>Projektnummer:</b>	2021/02		
<b>Projektname:</b>	Auersthal - Kollektoranbindung G00-040		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	genehmigt	<b>Projektstart:</b>	01/2025
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	09/2026
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>In diesem Projekt soll mittels einer zusätzlichen Verbindungsleitung von der G00-040 eine eigene Anbindemöglichkeit zum Verteilerknoten in Auersthal geschaffen werden. Damit werden zukünftig der operative Betrieb verbessert und die Flexibilität in der Verteilung der anlandenden Kapazitäten aus der West 4 und G00-040 erheblich erhöht und sichergestellt.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 2; padding-left: 20px;"> <p>Bei der Errichtung der G00-040 war ursprünglich eine umfassende Anbindung der DN800er Leitung an den Verteilerknoten Auersthal vorgesehen. In der Umsetzung wurde diese Anbindung nur teilweise über die Verschaltungsmöglichkeit des Generalbypasses realisiert. Bei dieser derzeit vorhandenen Zuleitung können die beiden großdimensionalen Leitungen G00-023 und G00-040 nur gemeinsam mit Teilmengen zum Verteilerknoten zugeschaltet werden.</p> <p>Um nun eine flexible unabhängige Mengen- u. Druckzuteilung der G00-023 und auch G00-040 dispositiv zu ermöglichen, muss eine neue Leitungsanbindung bis hin zum Verteilerknoten mit Regelung u. Messung über eine automatische Zuschaltmöglichkeit auf alle Kollektoren des Gasverteilerknotens geschaffen werden.</p> </div> </div>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>	<p>Errichtung einer ca. 200lfm langen DN500, od. DN600 Rohrleitung, mit Kugelarmaturen am Beginn und Ende der Leitung, mit einer bidirektionalen USZ Betriebsmengenmessung, sowie einer Druckregelung – voll automatisiert mittels Modefahrweisen auf den Header des Verteilerknotens zur automatisierten Zuschaltung mittels Elektroantrieben zu den einzelnen Kollektoren 1-6 des</p>		

Gasverteilerknotens
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b> Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Projektstart, geplante Fertigstellung

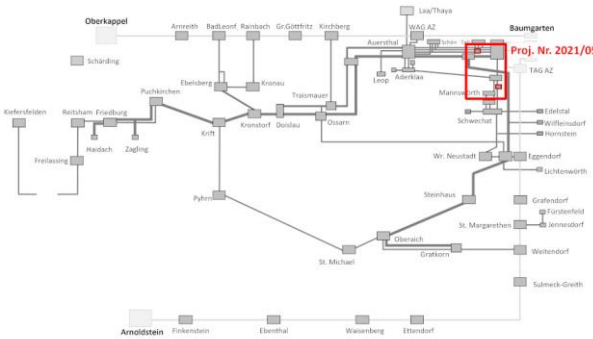
<b>Projektnummer:</b>	2021/03		
<b>Projektname:</b>	Auersthal - Errichtung lokaler Korrosionsschutz		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	genehmigt	<b>Projektstart:</b>	01/2026
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2026
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Realisierung eines LKS Systems in der Station Auersthal zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Gas Connect Austria schützt ihre Leitungstrassen mittels kathodischen Korrosionsschutzes gegen Außenkorrosion. In den vergangenen 10 Jahren wurde im Zuge der Restrukturierung des Primärverteilsystems auch der Schutz der unterirdischen Verrohrungssysteme in den Stationsanlagen mit einem sogenannten LKS ausgestattet. Die einzig noch verbleibende Anlage ist die Gasstation Auersthal. Diese Anlage schützt die unterirdische Stationsverrohrung und die Erdungsanlage der Station gegen Außenkorrosion und ist demnach auch ein sicherheitstechnischer Aspekt.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Projektstart, geplante Fertigstellung



<b>Projektnummer:</b>	2021/04		
<b>Projektname:</b>	Auersthal - Umsetzung Emergency Shut Down (ESD)		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	03/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Es wird beabsichtigt ein ESD System für die Gasstation Auersthal zu errichten. Die abgeschotteten Anlagenteile sollen in einem weiteren Schritt über den Kaltausbläser der GCA drucklos gemacht werden können. Der ESD soll stufenweise wie folgt von der Leitwarte und über den Disponenten ausgeführt werden können - Abschottung der gesamten Station und schließen der Stationseingänge und Stationsausgänge.</p> <p>Hierfür müssen die bestehenden Antriebe überprüft werden. Etwaige motorbetriebene Armaturen müssen auf elektrohydraulische Antriebe umgebaut werden. Derzeit wird davon ausgegangen, dass die Antriebe SIL 2 tauglich sein müssen. Eine genaue Festlegung erfolgt im Zuge einer HAZOP.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <p>Angedacht ist, dass folgende Anlagenteile separat abgeschottet werden können:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- West 2</li> <li>- West4</li> <li>- WAG-AZ</li> <li>- ÜMS + Verteilerknoten mitzuführenden Rohrleitungen</li> </ul> <p>Unterirdische Leitungssysteme müssen grundsätzlich nicht ausgeblasen werden. Zur Abschottung müssen Armaturen ins ESD System eingebunden werden. Nachdem ein Bereich abgeschottet ist, soll dieser nur über den Kaltausbläser drucklos gemacht werden.</p> <p>Die Armaturen von West 4 sollen in eine sicherheitsgerichtete Steuerung in der Messwarte West4 eingebunden werden und eine Verbindung zum neuen ESD System im PLS Gebäude hergestellt werden.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			

<b>Öffentliches Interesse:</b>
<b>Technische Daten:</b>
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>

<b>Projektnummer:</b>	2021/05		
<b>Projektname:</b>	Automatisierung Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2022
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Errichtung eines Containers in folgenden Stationen zur automatisierten Steuerung per Fernwirkanlage:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• SS Weikendorf</li> <li>• SS Mannswörth</li> </ul>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die Schieberstationen Weikendorf und Mannswörth können aktuell nur durch vor-Ort-Personal manuell bedient werden. Durch dieses Projekt sollen die Schieberstationen automatisiert und fernsteuerbar an das Dispatching übergeben werden.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>	<p>SS Weikendorf:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation Container inkl. 24V USV und Heizung</li> <li>• neue Anspeisung, derzeit nur 16A</li> <li>• neue FWA mit integrierter Stationssteuerung</li> <li>• inkl. neuer LWL Verbindung</li> </ul>		

- 24" elektrohydraulischer Antrieb (1 Stk.)
- 16" MOV (1 Stk.)

SS Mannswörth:

- Installation Container inkl. 24V USV und Heizung
- Neue Niederspannungsanspeisung
- Neue FWA mit integrierter Stationsteuerung, inkl. LWL Verbindung
- 16" elektrohydraulischer Antrieb

**Ökonomische Daten:**

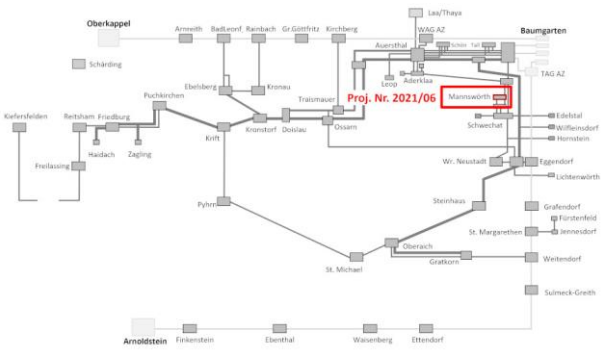
Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022

Ausbauschwelle: keine

**Ausbauschwelle:**

**Änderung zur letzten Ausgabe:**

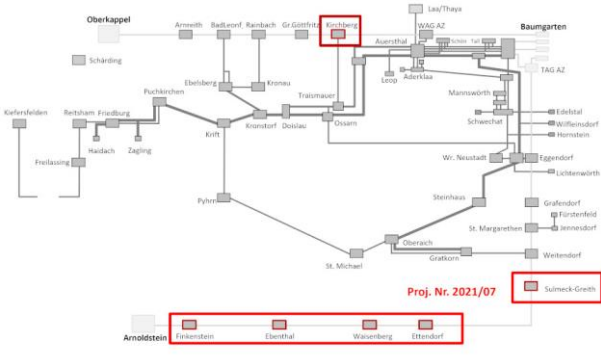
Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Ökonomische Daten

<b>Projektnummer:</b>	2021/06		
<b>Projektname:</b>	<b>Ersatzinvestition: Mannswörth - Errichtung einer Fackelgasleitung zur Raffinerie</b>		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2022
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Das Projekt dient zur Aufrechterhaltung des sicheren Betriebes der ÜST Mannswörth. Es soll eine Anbindung an das bestehende Fackelsystem der Raffinerie Schwechat inklusive Druckreduzierung mit Druckabschaltung in der Üst. Mannswörth erfolgen, um Ausblasemengen in der ÜST Mannswörth im Bereich der Raffinerie zu vermeiden.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Einbindeleitung 600 m in DN300</li> <li>• Druckreduzierung in ÜST Mannswörth</li> <li>• Anbau an Messgebäude Mannswörth</li> <li>• Übersiedlung Leitrechner aus EMSR Raum in Anbau</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	<p>Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbauschwelle: keine</p>		

**Ausbau Schwelle:**

**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP 21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Geplante Fertigstellung

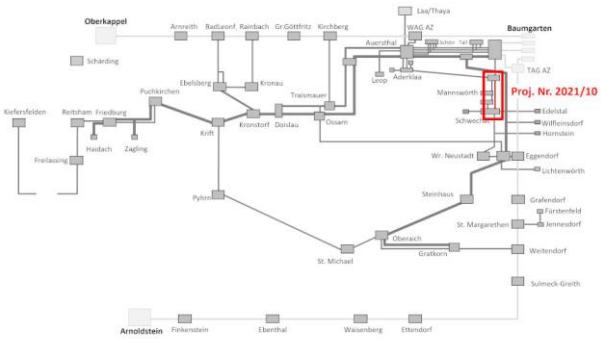
<b>Projektnummer:</b>	2021/07		
<b>Projektname:</b>	<b>Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Filterseparatoren und Kondensattanks</b>		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2021
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	03/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Filterseparatoren und der Kondensattanks an den Fernleitungsabzweigpunkten Ettendorf, Sulmeck-Greith, Kirchberg, Ebenthal, Finkenstein und Waisenberg.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Rahmen dieses Projektes werden in den oben genannten Abzweigpunkten u.a. folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Liquidation bestehenden FS und Kondensattank</li> <li>• Installation neuen FS mit Kondensattank</li> <li>• Messstreckenfilter Tausch</li> <li>• Setzen von zusätzlichen Absperrventilen</li> <li>• Einbau Passtück in Sekundärmessung für Nachrüstung von eichfähiger Messung</li> <li>• Neuerichtung Hydrantenleitung und Brand und Gasmeldeanlage</li> <li>• Belüftungssystem für Mess- und Regelgebäude</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>	Die Kondensatausschleusung erfolgt manuell und wird in einen neuen 2m <sup>3</sup> oberirdischen Kondensattank geführt. Die einzelnen Ausblaseleitungen werden in eine Sammelleitung zusammengeführt und Überdach ausgeleitet und somit die Exzonen reduziert.		
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine		

**Ausbau Schwelle:**

**Änderung zur letzten Ausgabe:**

Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Ökonomische Daten



<b>Projektnummer:</b>	2021/10		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: G00-020 Teilerneuerung Rohrisolierung		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2021
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Sanierungsprogramm der Rohrisolierung mehrerer Teilstücke der Rohrleitung G00-020		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>2017 wurde der Leitungsstrang der G00-020 im Verlauf von Baumgarten bis zur ÜMS Schwechat einer Intensivmessung unterzogen. Im Leitungsverlauf der G00-020 dürften bei der Errichtung 1970/-71 doch wesentlich längere Abschnitte mit einer Rohrisolierung aus Bitumenbandagen eingebaut worden sein, als bisher angenommen. Aus der Auswertung der Intensivmessung geht hervor, dass auf 8 Teilabschnitten (Baumgarten bis Mühlleiten) der G00-020 die Isolierungsschäden bestehen. Die Isolationssanierung der Leitung wird in mehreren Projekten bis in das Jahr 2023 projektiert.</p> <p>Bei der Sanierung wird die alte Bitumenisolierung entfernt und durch ein neues, 3-lagig gewickeltes, Isolierband ersetzt.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>	<p>Dieses Projekt steht aus zwei Gründen im öffentlichen Interesse:</p> <p>Einerseits ist das Projekt erforderlich um gemäß GWG 2011 § 22 (1) Z1 lit a die Nachfrage an fester Transportkapazität zur Versorgung der Endverbraucher im Netzbereich der Gas Connect Austria sowie in den nachgelagerten Netzen der Wiener Netze und der Netz Niederösterreich zu decken.</p> <p>Andererseits dient das Projekt dazu gemäß GWG 2011 § 22 (1) Z1 lit b die Versorgungssicherheit in Bezug auf die Verfügbarkeit der Infrastruktur zu erhöhen. Durch die Realisierung dieses Projektes kann die hydraulische Funktionalität des Ebene 1 Verteilernetzes auf dem bisherigen Versorgungssicherheitsniveau beibehalten werden.</p>		

**Technische Daten:**

Sanierung folgender Teilstücke der G00-020 DN400/PN70

- 400 m vor der ÜST Schwechat
- 800 m südlich der Donau
- Bereich Flughafen Schwechat

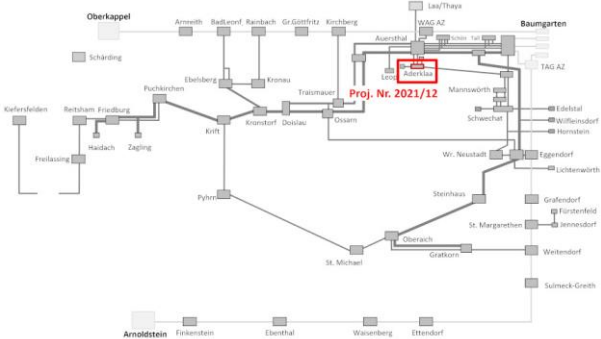
**Ökonomische Daten:**

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022

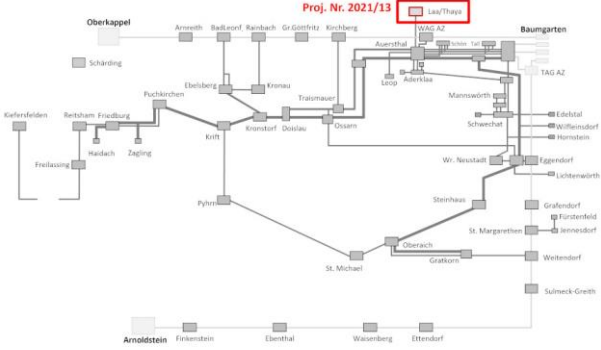
Ausbauschwelle: keine

**Ausbauschwelle:****Änderung zur letzten Ausgabe:**

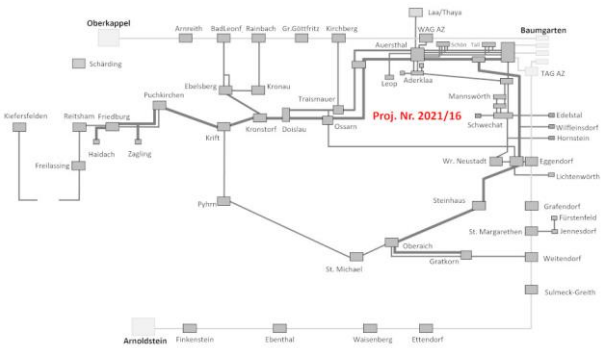
Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Ökonomische Daten

<b>Projektnummer:</b>	2021/12		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Aderklaa - Erneuerung Stationssteuerung und E-Anlage		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	genehmigt	<b>Projektstart:</b>	07/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</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 Gas Connect Austria bis zu 15 Jahre erreicht werden.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Rahmen dieses Projektes werden folgende Teilprojekte umgesetzt</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• PLS Tausch für ÜMS und ÜST</li> <li>• Erneuerung USV, NSV, Anodenfeld des KKS</li> <li>• Erneuerung Ausschleuse- und Regelarmaturen inkl. Antriebe</li> <li>• Gaswarnanlage und Brandmeldeanlage auf Stand der Technik bringen</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	<p>Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021</p> <p>Ausbauschwelle: keine</p>		
<b>Ausbauschwelle:</b>			

**Änderung zur letzten Ausgabe:**

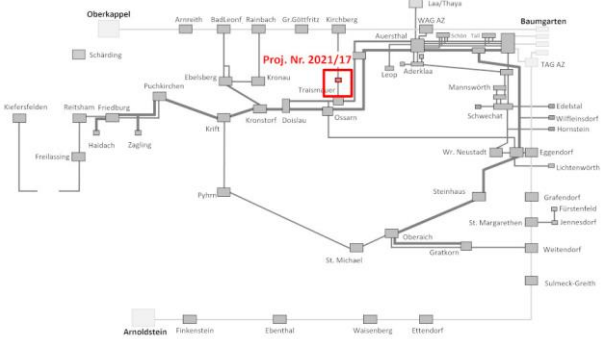
<b>Projektnummer:</b>	2021/13		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Laa/Thaya - Erneuerung Stationssteuerung		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	genehmigt	<b>Projektstart:</b>	01/2024
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Ersatz eines Containers in der Übergabestation Laa/Thaya zur automatisierten Steuerung per Fernwirkanlage.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>In der Übergabestation Laa / Thaya sind die beiden PVS Leitungen G00-011 und G00-016 eingebunden. Auf dem Betriebsgelände befinden sich die Schieber- und Molchstation beider Leitungen, eine Druckregelstation, sowie zwei Abzweigpunkte zur Netz NÖ. Die beiden PVS Leitungen G00-011 und G00-016 enden in der Schieber- und Regelstation Laa. Durch dieses Projekt soll der Container der Schieberstation mit einer Notstromversorgung ausgerüstet und auf den Stand der Technik gebracht werden:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>-) Erneuerung und Vergrößerung des Containers inkl. 24V USV, Brandmeldeanlage und Heizung / Klima</li> <li>-) neue Anspeisung bzw. Netzumstellung</li> <li>-) bestehende FWA adaptieren (inkl. Touch Display) und Implementierung im neuen Container</li> <li>-) neuen KKS Schrank errichten und Installation im neuen Container</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021		

Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b> Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Projektstart, geplante Fertigstellung.

<b>Projektnummer:</b>	2021/16		
<b>Projektname:</b>	Brennwertermittlung Netz NÖ		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	Netz Niederösterreich GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2022
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Schaffung der Voraussetzungen zur Umsetzung der GMMO-VO der E-Control zur Brennwertabrechnung		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Um eine Brennwertabrechnung gemäß den Vorgaben des ÖVGW Regelwerkes (G O110) für die Ebene 1 umsetzen zu können, sind in zahlreichen Anlagen der Netz NÖ Umbaumaßnahmen notwendig. Diese Maßnahmen beinhalten im Wesentlichen den Austausch von nicht eichfähigen Messgeräten (Quantometern) durch eichfähige Messeinrichtungen (Drehkolbenzähler, Ultraschallzähler) und Mengenumwerter.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>In 5 Ebene-1-Anlagen (Krems Ost 1, Fladnitzbach, Velm, Eggendorf und Langenschönbichl) sind direkte Umbaumaßnahmen notwendig. Die Kosten für die Adaptierung in den Ebene-2-Anlagen sind in den ökonomischen Daten nicht enthalten.</p> <p>Zur regelwerkskonformen Mengenbilanzierung der Ebene 1 sind jedoch auch Maßnahmen an folgenden 44 Anlagen erforderlich, welche in der E2 situiert sind, aber direkt über einen Ausspeisepunkt der E1 versorgt werden. Die Investitionen dieser Maßnahmen sind daher im Rahmen der Kostenprüfung der Ebene 1 zuzuordnen.</p>		
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			

<b>Ökonomische Daten:</b>
Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021
Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>

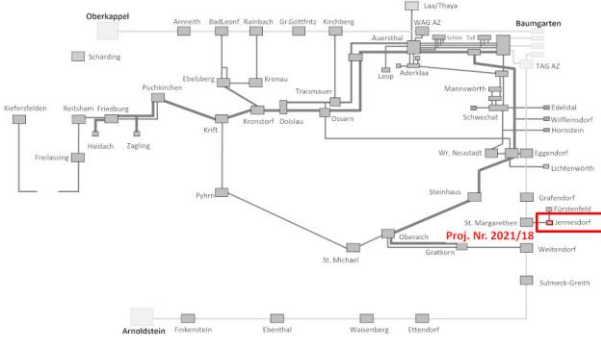


<b>Projektnummer:</b>	2021/17		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Schieberhaus Fladnitzbach		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	Netz Niederösterreich GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	10/2021
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	09/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Errichtung eines neuen Schieberhauses Fladnitzbach in der Verteilung E1 West-Theiß mit Abzweig, Messung und Odorierung sowie Ausblaseleitungen.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Zuge der Umsetzung des Konzeptes Verteilung E2 West-Krems ist eine Neuerrichtung des SH Fladnitzbach (Baujahr 1973) in der Verteilung E1 West-Theiß notwendig.</p> <p>Das Konzept sieht eine Auflassung von Sektion1 der HDL VL E2 West-Krems DN150/PN 40, Baujahr 1958, rund 10,7 km, zwischen dem KN Traismauer und dem SH Fladnitzbach vor.</p> <p>Als Ersatzinvestition wird ein neues SH Fladnitzbach mit Abzweig, Messung und Odorierung und Ausblaseleitungen für die neu zu errichtende VL West-Krems vorgesehen. Das alte SH wird demontiert.</p> <p>Zum Starttermin 10/2021 wird mit der Detailplanung begonnen und die Ausschreibungsunterlagen werden erstellt.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>	DN400/PN70 mit elektrisch angetriebenem Sektionsschieber zum ferngesteuerten Schließen des Schiebers		
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine		

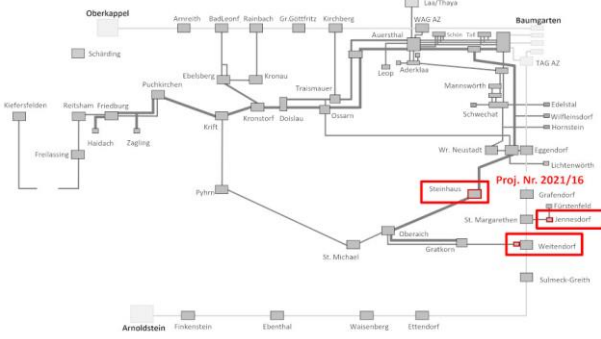
**Ausbauschwelle:**

**Änderung zur letzten Ausgabe:**

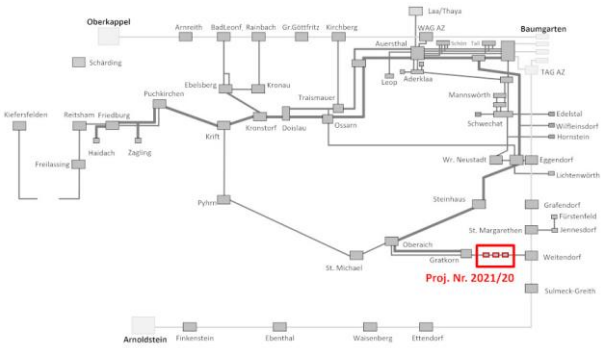
Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

<b>Projektnummer:</b>	2021/18		
<b>Projektname:</b>	Molchanschlussstelle Jennersdorf		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	Netz Burgenland Erdgas GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	05/2021
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	09/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Molchbarkeit der HDL „Raabtalleitung“ NE1 (DN 300 Stmk. / DN 200 Bgld.)		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die Molchung der HD-Raabtalleitung (NE1) Fehring - Heiligenkreuz im Lafnitztal musste im Herbst 2020 aufgrund unerwarteter Schwierigkeiten (Dimensionssprung an der Landesgrenze von DN 300 auf DN 200) eingestellt werden. Um die Hochdruckleitung dennoch molchbar zu machen, soll an der Landesgrenze auf der burgenländischen Seite im Bereich Jennersdorf eine Molchschleusenanschlussstelle (MSA) errichtet werden, an die bei Bedarf eine mobile Molchschleuse montiert werden kann – danach kann der DN 300er Teil der Stmk. und der DN 200er Teil im Burgenland getrennt voneinander gemolcht werden.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>	Molchschleusenanschlussstelle / Schieberstation Stmk. DN 300 / Bgld. DN 200		
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine		
<b>Ausbauschwelle:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Geplante Fertigstellung, ökonomische Daten

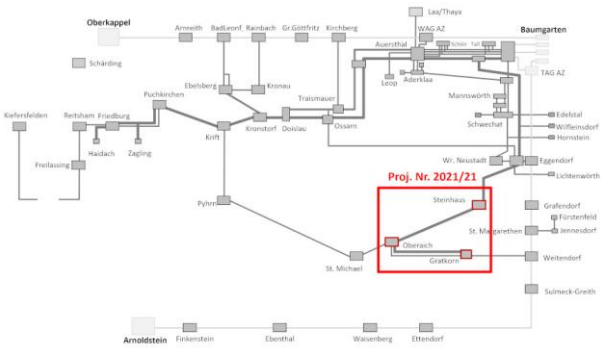
<b>Projektnummer:</b>	2021/19		
<b>Projektname:</b>	Brennwertermittlung Energienetze Steiermark		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	Energienetze Steiermark GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2022
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	02/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Schaffung der Voraussetzungen zur Umsetzung der GMMO-VO der E-Control zur Brennwertabrechnung		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Netzanalyse und Adaptierung der techn. notwendigen Einrichtungen. Errichtung eines PGC inkl. Datenanbindung an der Übergabestation Fehring 1 zur Landesgrenze Burgenland.</p> <p>Erneuerung der PGC's bei der Station A1 und bei der Station G11. Mit den bestehenden PGC's bei diesen Stationen ist es derzeit nicht möglich den Wasserstoffgehalt zu erfassen.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Ökonomische Daten

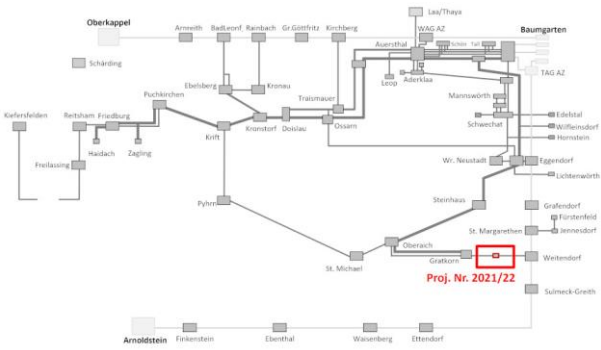
<b>Projektnummer:</b>	2021/20		
<b>Projektname:</b>	Automatisierung Anbindung Graz		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	Energienetze Steiermark GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2022
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Automatisierung und Datenübertragung für die Schieberstationen G8, G9, sowie Übertragung Messwerte Station G7		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Durch die Errichtung einer redundanten Anbindung von Graz wird zukünftig die Versorgungssicherheit für den Grazer Raum inkl. Wärmeversorgung, Industrie und kritischer Infrastruktur deutlich erhöht. Um im Gebrechensfall ein sofortiges Umschalten gewährleisten zu können ist eine Automatisierung der Stationen G8, G9 und eine Übertragung der Messwerte der Station G7 erforderlich. Das Projekt umfasst die Errichtung der erforderlichen Fernwirktechnik zur Steuerung und Datenübertragung inkl. der erforderlichen Stromanschlüsse für die Stationen G8, G9 und G7.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

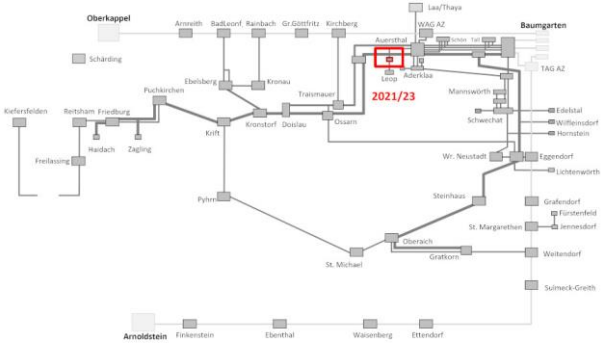
Von A1 (LFP21 A1) Auf A2 (LFP22 A1): Ökonomische Daten, geplante Fertigstellung



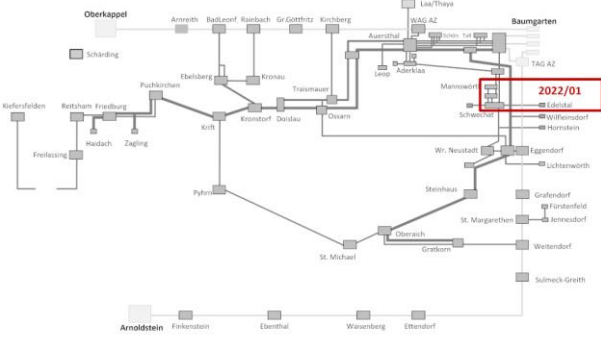
<b>Projektnummer:</b>	2021/21		
<b>Projektname:</b>	Erweiterte Automatisierung Stationen Südschiene		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	Energienetze Steiermark GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2022
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	06/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erweiterung der Automatisierung der Stationen A1, A5, A7/G6 zur Schaffung flexibler Schaltmöglichkeiten ohne Personal vor Ort inkl. Not Zu Konzept für die Mess- und Regelgebäude		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Ausstattung von insgesamt 9 Armaturen an den Stationen A1, A5 und A7/G6 mit elektrischen Antrieben sowie Einrichtung eines bidirektionalen Regelventils bei der Station G6 inkl. Automatisierungs- und Fernwirktechnik. Schaffung einer Schaltmöglichkeit zur Abtrennung der Mess- und Regelanlagen ohne Personal vor Ort (fernsteuerbare Notabschaltung)</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Geplante Fertigstellung

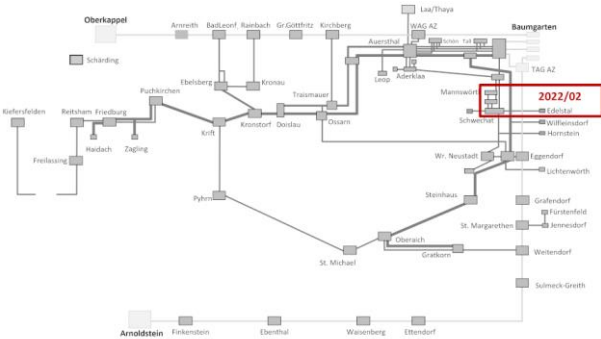
<b>Projektnummer:</b>	2021/22		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Erneuerung Station G8		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	Energienetze Steiermark GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung Schieberstation G8		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die Schieberstation G8 an der HL4 wurde im Jahr 1972 errichtet. Die Ein- und Ausgangsseitig Isolierkupplungen der Schieberstation G8 wurden durch einen Kurzschluss beschädigt und müssen getauscht werden. Gleichzeitig wird die im Durchgang undichte Hauptarmatur erneuert. Die Schieberstation dient insbesondere zur Versorgung der Grazer Fernwärme.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2021 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

<b>Projektnummer:</b>	2021/23		
<b>Projektname:</b>	Biomethaneinspeisung G00-101		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	in Umsetzung	<b>Projektstart:</b>	01/2022
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	04/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Durch die Errichtung eines neuen Abzweigs inkl. Mess- u. Übergabestation sowie eines Einspeiseverdichters wird eine neue Einspeisekapazität zur Einspeisung von Biomethan auf die NE1 Leitung G00-101 im Raum Pillichsdorf ermöglicht.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Rahmen dieses Projektes wird eine rohrentechnische 3“ Verbindung mittels Anbohrung an die G00-101 DN600, PN70 Rohrleitung hergestellt.</p> <p>An der Hauptleitung wird eine Armatur in Unterflurbauweise mit Isolierstück installiert, von der weg eine 3“ Stahlrohrzuleitung in einer Länge von ca. 150lfm bis zum Messgebäude am Areal des Einspeisers errichtet wird. Mit dieser Zuleitung wird das produzierte Biomethan in die Gasleitung G00-101 eingespeist sowie die Entnahme von Gas zur Erzeugung von Prozesswärme entnommen. Die Biogasanlage wird für eine Maximalleistung von ca. 900 Nm<sup>3</sup>/h im Vollausbau konzipiert und liefert aus ihrer Aufbereitung in der ersten Ausbaustufe bis zu 450 Nm<sup>3</sup>/h mit einem Druck von ca. 4 barg. Um den notwendigen Einspeisedruck von bis zu 16 barg zu erreichen ist eine Verdichtung seitens GCA erforderlich. Die Messeinrichtung wird für einen Nenndruck von 70 barg ausgelegt, jedoch wird im derzeitigen Normalbetrieb lediglich ein Einspeisedruck (Ausgang Messstation in die Leitung) von ca. 7 – 16 barg vorliegen. Die Verdichtereinheiten und die GDRMA (Gasdruck Regel und Messanlage) werden in Containern aufgebaut und installiert.</p> <p>Die E-Versorgungsleitung wird vom</p>		

<p>Biogaserzeuger mit einem eigenen Zählerplatz mit Kabelzuleitung bis zum GCA-Messgebäude erfolgen. Der erforderliche GCA-Grundbedarf (ca. 160 m<sup>2</sup>) für die GCA Messstation wird vom Biomethanproduzent zur Verfügung gestellt. Das GCA Stationsareal wird eingezäunt und erhält eine eigne Zufahrt mit einem Stationstor. Die Servitutsverträge für die Gasleitungszuführung G00-101 zu den neuen Anlagen werden von Gas Connect Austria GmbH abgeschlossen.</p>
<p><b>Besonders zu beachten:</b>          Die Bedingungen gemäß GWG §75 (4) sind erfüllt, da:          A) der Netzanschlussquotient 0,43 beträgt, und damit unter den geforderten 60 für neue Anlagen liegt; Berechnung Netzanschlussquotient: <math>0,43 = 150 / (450 * 0,9 * 7500) / 8760</math>          B) die Netzanschlusslänge 150 Meter beträgt und diese unter der Grenze von 3km liegt.          Die Betriebsdauer wurde mit 7500 Stunden angenommen          Die durchschnittliche Einspeiseleistung wurde mit 90% der Maximalleistung angenommen          Die Biogasaufbereitung wird mit einer sogenannten Membrantechnik erfolgen. Weiters ist der Biomethanproduzent auch für die Einhaltung der entsprechenden Qualitätsanforderungen gemäß der ÖVGW GB210 verantwortlich.          Die Voraussetzung für die Auftragsvergabe und Einhaltung der Termine seitens GCA ist die Einholung der entsprechenden Genehmigungen seitens des Bauwerbers.</p>
<p><b>Öffentliches Interesse:</b>          Das Projekt ist erforderlich um gemäß GWG § 22 (1) Z5 die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.</p>
<p><b>Technische Daten:</b>          Mess- und Übergabestation für 450 Nm<sup>3</sup>/h Biomethaneinspeisung und Gasbezug (2" USZ)          Einspeiseverdichter für 450 Nm<sup>3</sup>/h (2x225 Nm<sup>3</sup>/h Verdichtereinheiten)          Platzbedarf und Stationsauslegung für Erweiterung auf 900 Nm<sup>3</sup>/h berücksichtigt          Rohrbautechnische Auslegung 3" Zuleitung (150 m), sowie die gesamte Verrohrung im Messgebäude wird in MOP70 erfolgen.          Notabschaltfunktion im Messgebäude GCA und Fernzugriff durch Disposition GCA</p>
<p><b>Ökonomische Daten:</b>          Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022          Ausbauschwelle: keine</p>
<p><b>Ausbauschwelle:</b></p>
<p><b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>          Von A1 (LFP21 A1) auf A2 (LFP22 A1): Beschreibung, Geplante Fertigstellung, Projektziel, Besonders zu beachten, technische Daten, ökonomische Daten</p>

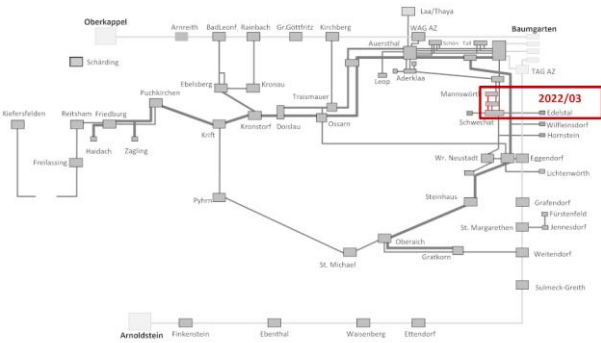
<b>Projektnummer:</b>	2022/01		
<b>Projektname:</b>	Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 1 (NetzBurgenland)		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Projektträger:</b>	Netz Burgenland GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	unbekannt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	36 Monate	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Datum:</b>	22.06.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Zur Erfüllung der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für die Einspeisung und Ausspeisung von erneuerbarem Wasserstoff wird im ersten Schritt als Abschnitt 1 des Planungsprojekts H2 Collector Ost im Burgenland die Planung einer 100% H2-ready Gasleitung zwischen Zurndorf und der Landesgrenze NÖ/Bgld. bei Pachfurth durchgeführt. Die tatsächliche Umsetzung wird in einem eigenen Projekt zu einem späteren Zeitpunkt zur Genehmigung eingereicht.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  </div> <div style="flex: 2; padding-left: 20px;"> <p>Auf Basis der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für erneuerbaren Wasserstoff wurde gemeinsam mit Netz NÖ, Netz Burgenland, Gas Connect und Wiener Netze das Projekt H2 Collector Ost entwickelt. Der H2 Collector Ost wird von Zurndorf über Schwechat und Mannswörth bis nach Wien Simmering die Einspeisung und Versorgung von erneuerbaren Gasen (geeignet für 100% erneuerbarem Wasserstoff sowie für Bio- und synthetisches Methan) ermöglichen. Durch die Sektorkopplung mit dem Stromsektor an zwei 380kV und fünf 110kV Umspannwerken ermöglicht der H2 Collector Ost einen zeitnahen und schnelleren Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion. Außerdem befinden sich zwei potentielle Untertagespeicher für Wasserstoff entlang der Trasse. Der H2 Collector Ost wurde so dimensioniert, dass die Einspeisung des gesamten Potentials an erneuerbarem Wasserstoff aus der Region möglich ist und langfristig der enorme Wasserstoffbedarf der Industrie und Kraftwerke in der Region gedeckt werden kann. Darüber hinaus sind zusätzliche Kapazitäten für zukünftige Entwicklungen/Betriebsansiedelungen berücksichtigt. Durch die Möglichkeit zur</p> </div> </div>		

<p>Anbindung an das European Hydrogen Backbone über die TAG in Enzersdorf sowie an das zukünftige nationale Wasserstoffbackbone über die Süd 3 in Schwadorf ist das Projekt heute schon fit für die erneuerbare Zukunft und der erste Meilenstein für das Gasnetz der Zukunft in Österreich.</p> <p>Als ersten Schritt wird der H2 Collector Ost als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.</p>
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Das Projekt 2022/01 steht in direktem Zusammenhang mit den Projekten 2022/02, 2022/03 und 2022/04.</p>
<p><b>Öffentliches Interesse:</b> Das Projekt ist erforderlich um gemäß GWG § 22 (1) Z1 die Ziele gemäß GWG §4, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren, zu unterstützen und gemäß GWG § 22 (1) Z5 die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.</p>
<p><b>Technische Daten:</b> Zurndorf - Pachfurth: 24,4 km, DN500, PN70, 100% H2-ready Folgende Anlagen sind vorgesehen: Station Zurndorf (Mess- und Regelanlage, Einspeiseverdichter (Pein 30 bar Paus70 bar), Molchschleuse) Abzweig Parndorf (Ein/Ausspeisepunkt UW Parndorf neu) SS Bruckneudorf (Ein/Ausspeisepunkt UW Bruckneudorf)</p>
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten des Umsetzungsprojekts: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2023 Die Realisierung des Umsetzungsprojekts wird erreicht, wenn die erforderliche Ausbauschwelle (80.000 kWh/h) des Umsetzungsprojekts erreicht wird.</p>
<p><b>Ausbauschwelle:</b></p>
<p><b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b> Von A3 (LFP22 A3) auf A4 (LFP22 A4): Projektziel, ökonomische Daten, Umsetzungsdauer, Projektstart, Geplante Fertigstellung</p>

<b>Projektnummer:</b>	2022/02		
<b>Projektname:</b>	Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 2 (Netz NÖ)		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Projektträger:</b>	Netz Niederösterreich GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	unbekannt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	36 Monate	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Datum:</b>	22.06.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Zur Erfüllung der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für die Einspeisung und Ausspeisung von erneuerbarem Wasserstoff wird im ersten Schritt als Abschnitt 2 des Planungsprojekts H2 Collector Ost in Niederösterreich die Planung einer 100% H2-ready Gasleitung zwischen der Raffinerie Schwechat und der Landesgrenze NÖ/Bgld. bei Pachfurth durchgeführt. Die tatsächliche Umsetzung wird in einem eigenen Projekt zu einem späteren Zeitpunkt zur Genehmigung eingereicht.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Auf Basis der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für erneuerbaren Wasserstoff wurde gemeinsam mit Netz NÖ, Netz Burgenland, Gas Connect und Wiener Netze das Projekt H2 Collector Ost entwickelt. Der H2 Collector Ost wird von Zurndorf über Schwechat und Mannswörth bis nach Wien Simmering die Einspeisung und Versorgung von erneuerbaren Gasen (geeignet für 100% erneuerbarem Wasserstoff sowie für Bio- und synthetisches Methan) ermöglichen. Durch die Sektorkopplung mit dem Stromsektor an zwei 380kV und fünf 110kV Umspannwerken ermöglicht der H2 Collector Ost einen zeitnahen und schnelleren Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion. Außerdem befinden sich zwei potentielle Untertagespeicher für Wasserstoff entlang der Trasse. Der H2 Collector Ost wurde so dimensioniert, dass die Einspeisung des gesamten Potentials an erneuerbaren Wasserstoff aus der Region möglich ist und langfristig der enorme Wasserstoffbedarf der Industrie und Kraftwerke in der Region gedeckt werden kann. Darüber hinaus sind zusätzliche Kapazitäten für zukünftige</p>		



<p>Entwicklungen/Betriebsansiedelungen berücksichtigt. Durch die Möglichkeit zur Anbindung an das European Hydrogen Backbone über die TAG in Enzersdorf sowie an das zukünftige nationale Wasserstoffbackbone über die Süd 3 in Schwadorf ist das Projekt heute schon fit für die erneuerbare Zukunft und der erste Meilenstein für das Gasnetz der Zukunft in Österreich.</p> <p>Als ersten Schritt wird der H2 Collector Ost als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.</p>
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Das Projekt 2022/02 steht in direktem Zusammenhang mit den Projekten 2022/01, 2022/03 und 2022/04.</p>
<p><b>Öffentliches Interesse:</b> Das Projekt ist erforderlich um gemäß GWG § 22 (1) Z1 die Ziele gemäß GWG §4, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren, zu unterstützen und gemäß GWG § 22 (1) Z5 die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.</p>
<p><b>Technische Daten:</b> Sektion 1 (SH Raffinerie - Enzersdorf inkl. Anbindung KN Schwechat): 14,9 km, DN800, PN70, 100% H2-ready Sektion 2 (Enzersdorf - Pachfurth): 19,1 km, DN500, PN70, 100% H2-ready Folgende Anlagen sind vorgesehen: Molchschleuse und SH Raffinerie Schwechat KNT Schwadorf (mögliche Anbindung an Süd 3) KNT Enzersdorf (Molchschleusen, mögliche Anbindung an TAG, Ein/Ausspeisepunkt Biogasanlage Margarethen/Moos &amp; UW Enzersdorf ) Abzweig Sarasdorf (Ein/Ausspeisepunkt UW Sarasdorf) Abzweig Bruck/Leitha (Ein/Ausspeisepunkt UW Bruck/Leitha) Abzweig Höflein (Ein/Ausspeisepunkt Biogasanlage Bruck/Leitha, UW Höflein)</p>
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten des Umsetzungsprojekts: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2023 Die Realisierung des Umsetzungsprojekts wird erreicht, wenn die erforderliche Ausbauschwelle (80.000 kWh/h) des Umsetzungsprojekts erreicht wird.</p>
<p><b>Ausbauschwelle:</b></p>
<p><b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b> Von A3 (LFP22 A3) auf A4 (LFP22 A4): Projektziel, ökonomische Daten, Umsetzungsdauer, Projektstart, Geplante Fertigstellung</p>

<b>Projektnummer:</b>	2022/03		
<b>Projektname:</b>	Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 3 (GCA)		
<b>Ausgabe:</b>	4	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	unbekannt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	36 Monate	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Datum:</b>	22.06.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Zur Erfüllung der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für die Einspeisung und Ausspeisung von erneuerbarem Wasserstoff wird als Abschnitt 3 des Projekts H2 Collector Ost die Planung zur Adaption der Gasleitung G00-122 (Knoten Schwechat - Mannswörth) durchgeführt. Die tatsächliche Umsetzung wird in einem eigenen Projekt zu einem späteren Zeitpunkt zur Genehmigung eingereicht.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Auf Basis der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für erneuerbaren Wasserstoff wurde gemeinsam mit Netz NÖ, Netz Burgenland, Gas Connect Austria und Wiener Netze das Projekt H2 Collector Ost entwickelt. Der H2 Collector Ost wird von Zurndorf über Schwechat und Mannswörth bis nach Wien Simmering die Einspeisung und Versorgung von erneuerbaren Gasen (geeignet für 100% erneuerbarem Wasserstoff sowie für Bio- und synthetisches Methan) ermöglichen. Durch die Sektorkopplung mit dem Stromsektor an zwei 380kV und fünf 110kV Umspannwerken ermöglicht der H2 Collector Ost einen zeitnahen und schnelleren Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion. Außerdem befinden sich zwei potentielle Untertagespeicher für Wasserstoff entlang der Trasse. Der H2 Collector Ost wurde so dimensioniert, dass die Einspeisung des gesamten Potentials an erneuerbaren Wasserstoff aus der Region möglich ist und langfristig der enorme Wasserstoffbedarf der Industrie und Kraftwerke in der Region gedeckt werden kann. Darüber hinaus sind zusätzliche Kapazitäten für zukünftige</p>		

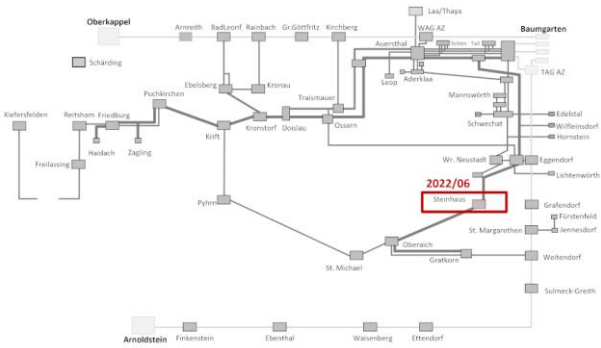
<p>Entwicklungen/Betriebsansiedelungen berücksichtigt. Durch die Möglichkeit zur Anbindung an das European Hydrogen Backbone über die TAG in Enzersdorf sowie an das zukünftige nationale Wasserstoffbackbone über die Süd 3 in Schwadorf ist das Projekt heute schon fit für die erneuerbare Zukunft und der erste Meilenstein für das Gasnetz der Zukunft in Österreich.</p> <p>Als ersten Schritt wird der H2 Collector Ost als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.</p>
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Das Projekt 2022/03 steht in direktem Zusammenhang mit den Projekten 2022/01, 2022/02 und 2022/04.</p>
<p><b>Öffentliches Interesse:</b> Das Projekt ist erforderlich um gemäß GWG § 22 (1) Z1 die Ziele gemäß GWG §4, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren, zu unterstützen und gemäß GWG § 22 (1) Z5 die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.</p>
<p><b>Technische Daten:</b> 100% H2-ready Adaption der bestehenden Gasleitung G00-122 (BJ 2012) DN500, 3,4 km, (intelligente Molchung, Reinigung, Stickstoffspülung etc.) Umbau/Erweiterung der ÜST Schwechat Umbau der ÜST Mannswörth</p>
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten des Umsetzungsprojekts: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber; Kostenbasis 2023 Die Realisierung des Umsetzungsprojekts wird erreicht, wenn die erforderliche Ausbauschwelle (80.000 kWh/h) des Umsetzungsprojekts erreicht wird.</p>
<p><b>Ausbauschwelle:</b></p>
<p><b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b> Von A3 (LFP22 A3) auf A4 (LFP22 A4): Projektziel, ökonomische Daten, Umsetzungsdauer, Projektstart, Geplante Fertigstellung</p>

<b>Projektnummer:</b>	2022/04		
<b>Projektname:</b>	Planungsprojekt: H2 Collector Ost Abschnitt 4 (Wiener Netze)		
<b>Ausgabe:</b>	3	<b>Projektträger:</b>	Wiener Netze GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	unbekannt
<b>Umsetzungsdauer:</b>	36 Monate	<b>Geplante Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Datum:</b>	22.06.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Zur Erfüllung der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für die Einspeisung und Ausspeisung von erneuerbarem Wasserstoff wird im ersten Schritt als Abschnitt 4 des Planungsprojekts H2 Collector Ost in Wien die Planung einer 100% H2-ready Gasleitung zwischen Mannswörth und Simmering durchgeführt. Die tatsächliche Umsetzung wird in einem eigenen Projekt zu einem späteren Zeitpunkt zur Genehmigung eingereicht.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	<p>Auf Basis der erhaltenen Kapazitätserweiterungsanträge für erneuerbaren Wasserstoff wurde gemeinsam mit Netz NÖ, Netz Burgenland, Gas Connect und Wiener Netze das Projekt H2 Collector Ost entwickelt. Der H2 Collector Ost wird von Zurndorf über Schwechat und Mannswörth bis nach Wien Simmering die Einspeisung und Versorgung von erneuerbaren Gasen (geeignet für 100% erneuerbarem Wasserstoff sowie für Bio- und synthetisches Methan) ermöglichen. Durch die Sektorkopplung mit dem Stromsektor an zwei 380kV und fünf 110kV Umspannwerken ermöglicht der H2 Collector Ost einen zeitnahen und schnelleren Ausbau zusätzlicher erneuerbarer Stromproduktion. Außerdem befinden sich zwei potentielle Untertagespeicher für Wasserstoff entlang der Trasse. Der H2 Collector Ost wurde so dimensioniert, dass die Einspeisung des gesamten Potentials an erneuerbarem Wasserstoff aus der Region möglich ist und langfristig der enorme Wasserstoffbedarf der Industrie und Kraftwerke in der Region gedeckt werden kann. Darüber hinaus sind zusätzliche Kapazitäten für zukünftige Entwicklungen/Betriebsansiedelungen berücksichtigt. Durch die Möglichkeit zur</p>		

<p>Anbindung an das European Hydrogen Backbone über die TAG in Enzersdorf sowie an das zukünftige nationale Wasserstoffbackbone über die Süd 3 in Schwadorf ist das Projekt heute schon fit für die erneuerbare Zukunft und der erste Meilenstein für das Gasnetz der Zukunft in Österreich.</p> <p>Als ersten Schritt wird der H2 Collector Ost als Planungsprojekt zur Genehmigung eingereicht.</p>
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Das Projekt 2022/04 steht in direktem Zusammenhang mit den Projekten 2022/01, 2022/02 und 2022/03.</p>
<p><b>Öffentliches Interesse:</b> Das Projekt ist erforderlich um gemäß GWG § 22 (1) Z1 die Ziele gemäß GWG §4, insbesondere das Ziel der Klimaneutralität bis 2040, unter Berücksichtigung der Wechselwirkungen mit anderen Energieträgern, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren, zu unterstützen und gemäß GWG § 22 (1) Z5 die Einspeisung und Versorgung mit erneuerbaren Gasen zu ermöglichen.</p>
<p><b>Technische Daten:</b> ÜST Mannswörth – Wien Simmering: 8,5 km, DN500, PN70, 100% H2-ready Folgende Anlagen sind vorgesehen: Station Simmering inkl. Molchschleuse</p>
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Geplante Investitionskosten des Umsetzungsprojekts: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2023 Die Realisierung des Umsetzungsprojekts wird erreicht, wenn die erforderliche Ausbauschwelle (80.000 kWh/h) des Umsetzungsprojekts erreicht wird.</p>
<p><b>Ausbau Schwelle:</b></p>
<p><b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b> Von A2 (LFP22 A3) auf A3(LFP22 A4): Projektziel, ökonomische Daten, Umsetzungsdauer, Projektstart, Geplante Fertigstellung</p>

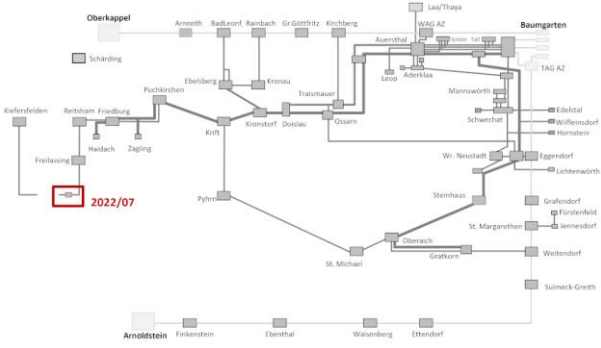
<b>Projektnummer:</b>	2022/05		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Süd 1 Natschbach - Semmering		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	Netz Niederösterreich GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	03/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2027
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Erneuerung und Sanierung der Süd 1 Leitung zwischen Natschbach und Semmering in ausreichender Dimensionierung, um parallele Bestandsinfrastruktur zur erhalten.</p> <p>Somit kann mittelfristig Netzenergie eingespart werden und langfristig die Methan-Versorgungssicherheit der Steiermark über die Süd 1 aufrecht erhalten werden und die freien Kapazitäten auf der Südschiene für den Wasserstofftransport genutzt werden.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	<p>Die VL Süd 1 (BJ 1958) wurde nach Fertigstellung der Südschiene von Wr. Neustadt bis Semmering von Ebene 1 auf Ebene 2 umgewidmet.</p> <p>Altersbedingt wurde von Netz NÖ für die Bestandsleitungen der Süd 1 ab Natschbach ein Erneuerungskonzept in DN 200 und DN 150 inkl. einer Auflassung ab Gloggnitz erstellt, das den lokalen Netzebene 2 Anforderungen entspricht und keine hydraulische Verbindung der Süd 1 zur Steiermark mehr ermöglicht.</p> <p>Gleichzeitig ist mit der Umsetzung des Projekts 2020/03 die Druckabsenkung der Semmeringleitung der Energienetze Steiermark geplant. Somit könnten ca. 25.000 Nm<sup>3</sup>/h Gas unverdichtet aus Baumgarten über Süd 2 und Süd 1 zu den Industriekunden in die Steiermark transportiert werden. Dies würde einerseits Verdichterenergie auf der Fernleitung einsparen und andererseits durch den erhöhten Absatz in der mittleren Druckebene (ca. 45 bar) im Südsystem der Netz NÖ zukünftige Biomethaneinspeisungen speziell im Sommer effizient auf diesem Druckniveau ermöglichen.</p> <p>Darüber hinaus ermöglicht dieses Projekt durch</p>		

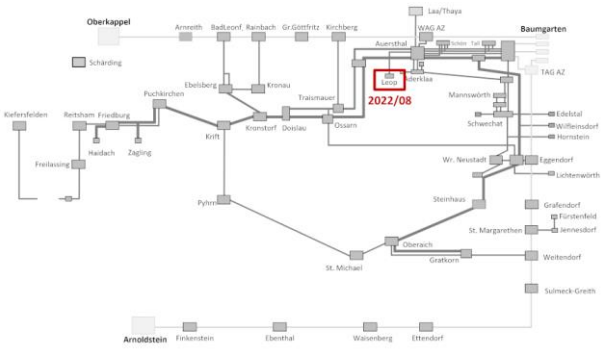
<p>geringe Mehrkosten zur ursprünglichen NE2 Variante v.a. durch den Erhalt der parallelen Infrastruktur in die Steiermark die Umsetzung der H2 Roadmap. Somit sind mit Süd 1 und Süd 3 für die Zukunft ausreichend Methan und Wasserstoffkapazitäten zwischen Niederösterreich und der Steiermark vorhanden.</p>
<p><b>Besonders zu beachten:</b> Die Süd 1 wird somit wieder als Netzebene 1 für den überregionalen Transport zwischen zwei oder mehr Netzbetreibern benötigt. Daher ist eine Umwidmung der Süd 1 zwischen Wr. Neustadt und Semmering von Netzebene 2 auf Netzebene 1 Voraussetzung für die Umsetzung des Projekts. Andernfalls kommt das ursprüngliche Konzept zur lokalen Versorgung zur Umsetzung und der Leitungsabschnitt Gloggnitz – Semmering wird mittelfristig aufgelassen.</p>
<p><b>Öffentliches Interesse:</b></p>
<p><b>Technische Daten:</b> Erneuerung der Süd 1 von Natschbach bis Gloggnitz (17,7 km, DN 200 PN 70) Punktueller Sanierung bzw. teilweise Erneuerung (&lt; 0,5 km) der Süd 1 im Abschnitt von Gloggnitz bis Semmering (10,5 km, DN300, PN70)</p>
<p><b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine</p>
<p><b>Ausbau Schwelle:</b></p>
<p><b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b></p>

<b>Projektnummer:</b>	2022/06		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: A1 Steinhaus Erneuerung MU und USZ		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	Energienetze Steiermark GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	01/2024
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	11/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Mengenumwerter und Lastprofilzähler bei der Übergabestation Südschiene A1 Steinhaus		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Um den hohen technischen Standard weiterhin aufrecht erhalten zu können bzw. das Ausfallsrisiko niedrig zu halten, werden die Mengenumwerter und Lastprofilzähler bei den Regelschienen 1,3 und 0 (pro Regelschiene 1x USZ und 1x TRZ) in der Übergabestation A1 Steinhaus erneuert. Die Lebensdauer von elektronischen Bauteilen bzw. die Beschaffung von Ersatzteilen sind wesentliche Gründe für den Austausch dieser Komponenten.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>	Derzeit verbaute Komponenten: RMG ERZ 2104 Baujahr 2009 Zukünftige Komponenten: Elster enCore FC1 und MC1		
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022		

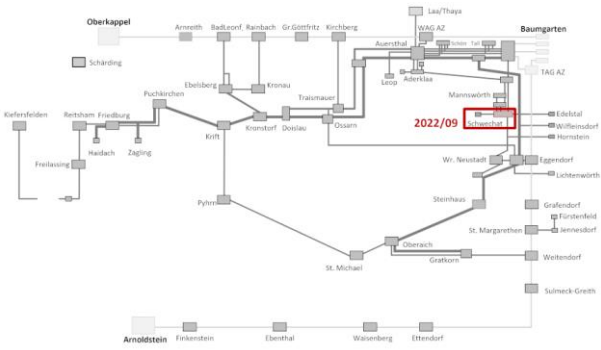


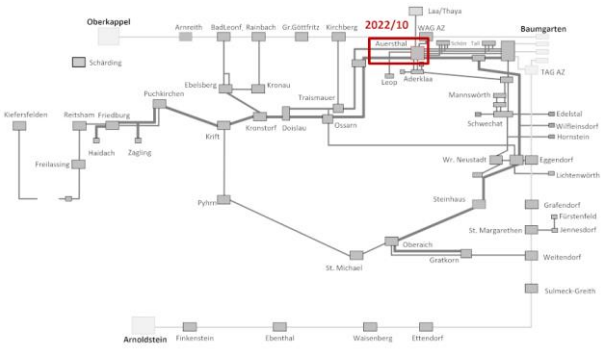
Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>

<b>Projektnummer:</b>	2022/07		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition GHR-Lend - Erneuerung Armaturengruppe		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	Salzburg Netz GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	05/2024
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	07/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Gewährleistung des sicheren Betriebes der GHR Lend Ort.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Erneuerung der Armaturengruppe bei der GHR Lend Ort. Die GHR Lend Ort kann während der Umbauarbeiten uneingeschränkt in Betrieb bleiben.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

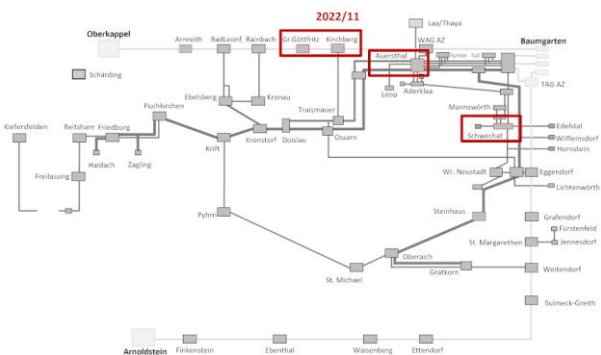
<b>Projektnummer:</b>	2022/08		
<b>Projektname:</b>	ÜST Leopoldau REVAMP		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	07/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	03/2025
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Anhebung des Sicherheitslevels an den Stand der Technik		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die Übergabestation Leopoldau wurde im Jahre 1997 errichtet. Im Laufe der Jahre wurde das angrenzende Gebiet mit Wohneinheiten bebaut, sodass sich im Nahebereich der Übergabestation diverse Wohnanlagen befinden. Um das Schutzniveau der Station an den Stand der Technik anzuheben, sollen verschiedene notwendige Erweiterungen und Optimierungen auf dem Stationsgelände und an den Stationsausrüstungen umgesetzt werden.</p> <p>Geplant ist:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation einer automatisierte Abschottung und Entspannung der Station (ESD), welche lokal und durch das Dispatching ausgelöst werden kann.</li> <li>• Tausch des Stations-Prozessleitsystems; sowie der Ersatz der vorhandenen Messblende auf einen Ultraschallmesser, um die Messgenauigkeit zu erhöhen.</li> <li>• Versetzen des Stationsausbläser hinsichtlich möglicher Gefährdungsbereiche während der Entspannung der Station.</li> <li>• Eine kontinuierliche Gasleckageüberwachung auf dem Stationsgelände und in dem Mess- und Regelgebäude.</li> <li>• Installation eines Brandfrüherkennungssystem für das Stationsgelände, sowie der Gebäude auf der Station.</li> </ul>		

<ul style="list-style-type: none"><li>• Erneuerung der Niederspannungsanlage und im Zuge dessen, die USV sowie der LKS an den Stand der Technik anzupassen.</li><li>• Bedingt durch die neuen gesetzlichen Rahmenbedingungen im IT Bereich, müssen auch die Vorgaben aus dem NIS-Gesetz berücksichtigt werden</li></ul>
<b>Besonders zu beachten:</b>
<b>Öffentliches Interesse:</b>
<b>Technische Daten:</b>
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>

<b>Projektnummer:</b>	2022/09		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: ÜST Schwechat E-Verteiler		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	01/2025
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2027
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Steuer- und Schaltanlagen der ÜST Schwechat.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die Übergabestation Schwechat wurde in den 90-er Jahren (1996) adaptiert. Die Elektroanlagen bestehen seit diesem Zeitpunkt im Wesentlichen unverändert.</p> <p>Die Gebrauchsdauer der Steuer- und Schaltanlagen ist erreicht und es ist eine Erneuerung erforderlich.</p> <p>Betroffen von der Erneuerung sind:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Niederspannungshauptverteilung NSHV</li> <li>• Steuer- und Schaltschrank des Notstromaggregates</li> <li>• Steuer- und Schaltschrank der Heizungsanlage</li> <li>• Installation einer Brandmeldeanlage</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

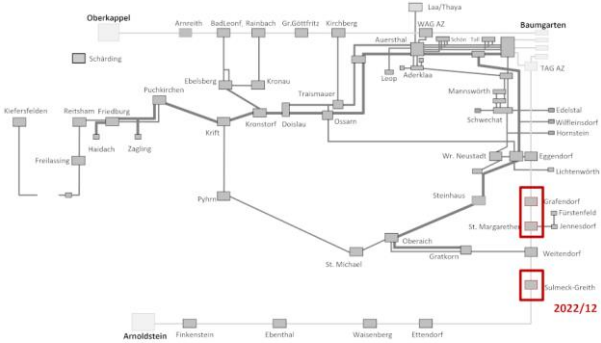
<b>Projektnummer:</b>	2022/10		
<b>Projektname:</b>	ÜST Auersthal - Automatisierung West 2 Anbindung		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	01/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Fahrweganpassung der West 2 in ÜST Auersthal		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Zuge der neuen effizienten West Fahrweise ist die West 2 im Regelbetrieb in Auersthal mit einem Kollektor, der mit Importgasdruck betrieben wird, verbunden werden. Damit wird gewährleistet, dass diese mit dem Mitteldrucksystem (44 - 48,5 bar) des PVS2 "mitatmet".</p> <p>Bei sehr hohen Ost-West Flüssen, kann es auch notwendig sein, die West 2 an einen Hochdruckkollektor (ca. 60-63 bar) anzubinden, um die West 4 zu entlasten. Im Sinne flexibler Fahrweisen muss die Steuerung automatisiert und fernsteuerbar erfolgen.</p> <p>Um diese geforderte Fahrweganpassung der West 2 umsetzen zu können müssen:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Die Handarmaturen an der Kollektoranbindung der West 2 am Kollektor Auersthal fernsteuerbar ausgeführt werden.</li> <li>• Eine zusätzliche Füllmöglichkeit von den HD-Kollektoren 5, 6 errichtet werden.</li> <li>• In der Messstrecke 1 muss eine zusätzliche Dichtarmatur mit Motorantrieb eingebaut werden und eine bestehende Handarmatur mit Motorantrieb inkl. einem Füllarmaturenby-pass ausgerüstet werden</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			

<b>Ökonomische Daten:</b>
Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022
Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>

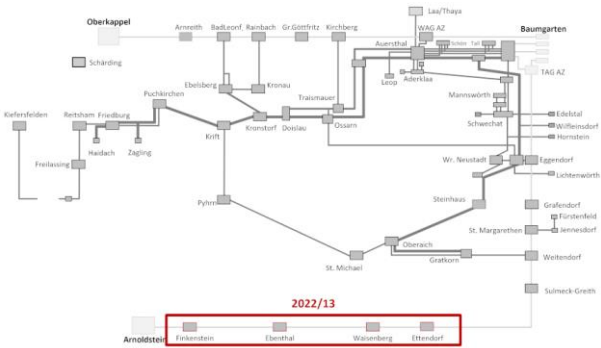
<b>Projektnummer:</b>	2022/11		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung NÖ (4 Stationen)		
<b>usgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	03/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Stationssteuerung , inklusive NISG, der Stationen <ul style="list-style-type: none"> <li>• Großgöttfritz</li> <li>• Kirchberg</li> <li>• Auerstahl West 4</li> <li>• Schwechat</li> </ul>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Auf den WAG Stationen AZ Großgöttfritz, AZ-Kirchberg, und im Verteilgebiet die Übergabestationen Auersthal West 4 und Schwechat, müssen die Leitsysteme infolge des Life Cycle Tausches erneuert bzw. ein Update durchgeführt werden.</p> <p>Bei diesem Leitsystemtausch werden auch die Anforderungen der NISG Richtlinie umgesetzt.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022		

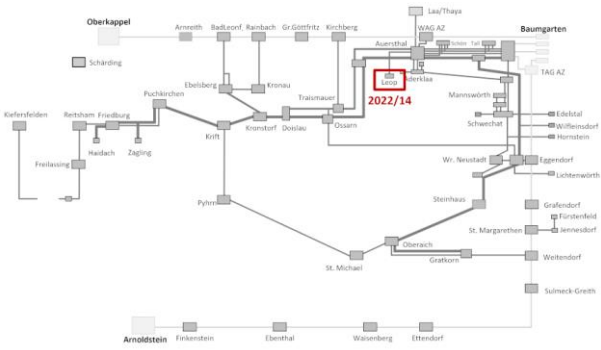


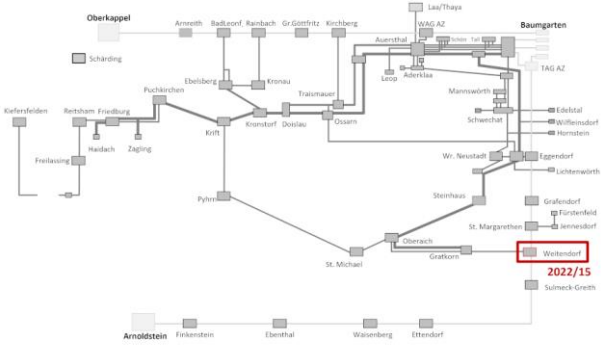
Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>

<b>Projektnummer:</b>	2022/12		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Stmk (3 Stationen)		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	03/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Umsetzung der NISG Richtlinie in den Netzebene 1 Abzweigstationen der TAG in der Steiermark		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>In den drei Abzweigstationen Grafendorf, St.Margarethen und Sulmeck Greith müssen die dort installierten Stationssteuersysteme für die NISG Richtlinienumsetzung adaptiert werden. Hierfür müssen die B&amp;R Leitsysteme in den Stationen TAG Grafendorf, TAG St. Margarethen u. Sulmeck / Greith erneuert bzw. wo zutreffend ein Update durchgeführt werden. Außerdem werden die Systeme jeweils durch einen zusätzlichen Rechner (der sogenannten DMZ Einheit) erweitert werden. Zusätzlich ist in der Konfiguration der Station Sulmeck/Greith am Messstreckenausgang zur automatisierten Zuschaltung der Messstrecken ein Armaturenantrieb zu installieren.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbausehwelle: keine		
<b>Ausbausehwelle:</b>			

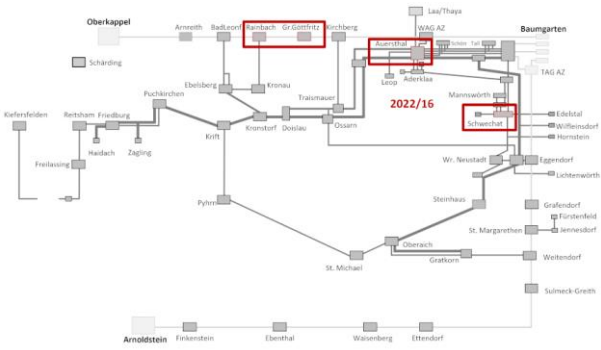
**Änderung zur letzten Ausgabe:**

<b>Projektnummer:</b>	2022/13		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Stationssteuerung Ktn (4 Stationen)		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	03/2024
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Umsetzung der NISG Richtlinie in den Netzebene 1 Abzweigstationen der TAG in Kärnten		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>In den vier Abzweigstationen Ettendorf, Waisenberg, Ebenthal und Finkenstein müssen die dort installierten Stationssteuersysteme für die NISG Richtlinienumsetzung adaptiert werden.</p> <p>Hierfür müssen die B&amp;R Leitsysteme in den Stationen erneuert bzw. wo zutreffend ein Update durchgeführt werden. Außerdem werden die Systeme jeweils durch einen zusätzlichen Rechner (der sogenannten DMZ Einheit) erweitert werden.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbausehwelle: keine		
<b>Ausbausehwelle:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

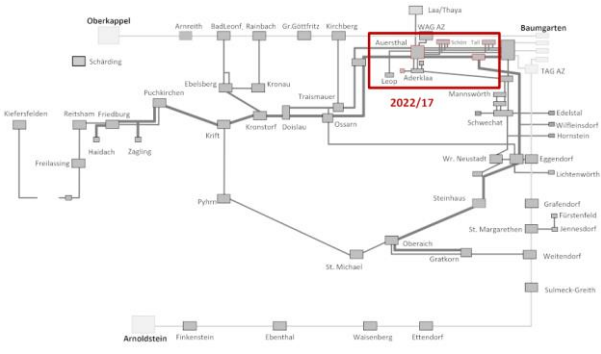
<b>Projektnummer:</b>	2022/14		
<b>Projektname:</b>	ÜST Leopoldau Cerberus Phase 3		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	03/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	03/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Installation eines Security Management Systems für die ÜST Leopoldau		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>In der Station Leopoldau werden auf den bestehenden Kameramasten neue Ex-Kameras aufgebaut. Des Weiteren wird die Warte gesichert (Tür, Zutrittssystem, etc.) und am Zaun als Außenhaut ein Peridect Zaunüberwachungssystem installiert (nur Bewegungs-Sensorik keine Videozaunüberwachung)</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			

<b>Projektnummer:</b>	2022/15		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition:TAG AZ Weitendorf Erneuerung Kondensatbehälter und Feinfilter		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	09/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	03/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung des Kondensatbehälters und der Feinfilter in der Netzebene 1 Abzweigstation der TAG in Weitendorf		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die AZ Station Weitendorf wurde im Zuge der TAG 1 1974/75 errichtet. Um die Station auf Stand der Technik zu bringen, sind folgende Adaptierungsmaßnahmen erforderlich:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• bestehenden Kondensatbehälter durch einen neuen 2m<sup>3</sup> oberirdischen Kondensattank ersetzen</li> <li>• Einbau von 3 zusätzliche Feinfilter in die Messstrecken anstelle der Passtücke</li> <li>• Einbau Passtück in Sekundärmessung für Nachrüstung von eichfähiger Messung</li> <li>• Austausch von zwei bestehenden Regelventilen</li> </ul>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbausehwellen: keine		
<b>Ausbausehwellen:</b>			

**Änderung zur letzten Ausgabe:**

<b>Projektnummer:</b>	2022/16		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Erneuerungsprogramm Messeinrichtungen (4 Stationen)		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	01/2025
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2025
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erneuerung der Messsysteme auf vier Stationen im Verteilgebiet.		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>In den Stationen AZ Rainbach, ÜST Schwechat OST / Raffinerie, ÜMS Auersthal Strecke 6 &amp; 8, ÜST Schwechat G00-122 und AZ Großgöttfritz müssen die Mengenumwerter infolge des Life Cycle Tausches ersetzt werden.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine		
<b>Ausbauschwelle:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>			



<b>Projektnummer:</b>	2022/17		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Erneuerung/Adaptierung PGC		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	06/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Life Cycle Tausch Prozessgaschromatographen (PGC) mit H2 Readiness für folgende Messstationen in Primärverteilssystem:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• ÜST AU West 2 und West 4</li> <li>• ÜMS Auersthal</li> <li>• ÜMS Tallesbrunn</li> <li>• ÜMS Schönkirchen / Reyersdorf</li> <li>• ÜMS Kapellerfeld</li> <li>• ÜST Gänserndorf</li> </ul>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die derzeit installierten Prozessgaschromatographen haben das Ende ihres Lebenszyklus erreicht.</p> <p>Um für die geplanten Beimengung von Wasserstoff gerüstet zu sein, wird dieser Erneuerungsschritt genutzt um PGC's für bis zu 20% Wasserstoffanteil zu installieren. So können in Zukunft weiter verlässliche Messwerte vom PGC für die Mengen- u. Energieabrechnung geliefert werden.</p> <p>Um den Wartungsaufwand an den notwendigen Betriebsgasflaschen des PGC zu minimieren, werden an diesen Druckflaschen eigens Drucktransmitter installiert. Dadurch kann ein erhöhter Gasverbrauch erkannt werden, und so eventgesteuert im Fall eines Defektes rascher eingegriffen. Auch wird so der Austausch der Betriebsgasflaschen zeitlich besser koordiniert.</p> <p>Zum Nachweis der Einhaltung der Schwefelgrenzwerte laut ÖVGW, war es notwendig Schwefelgaschromatographen zu</p>		

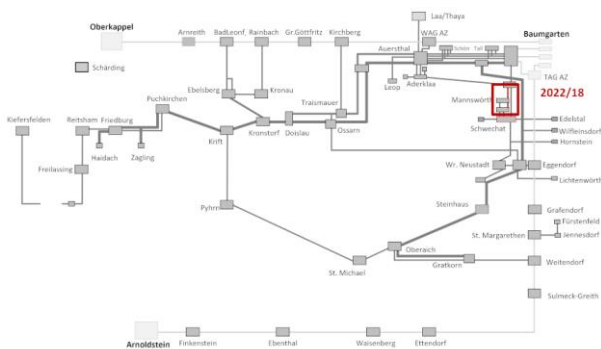
<p>installieren. Bei der letzten durchgeführten HAZOP-Studie wurde als Mangel eine unzureichende Druckabsicherung gegen einen Druckdurchschlag (Überdruck vom vorgelagerten Hochdruckleitungsbereich) festgehalten. Die dazu notwendigen Sicherheitsabschaltventile werden im Zuge des Projektes installiert.</p>
<b>Besonders zu beachten:</b>
<b>Öffentliches Interesse:</b>
<b>Technische Daten:</b>
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbau Schwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>

<b>Projektnummer:</b>	2022/18		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: G00-003 Erneuerung Teilbereich Raffinerie Geländezaun		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	03/2022
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	06/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt

**Projektziel:**

Erneuerung der G00-003 im Teilbereich des Raffinerie Geländezaun aufgrund von KKS-Schadstellen

**Projektbeschreibung:**



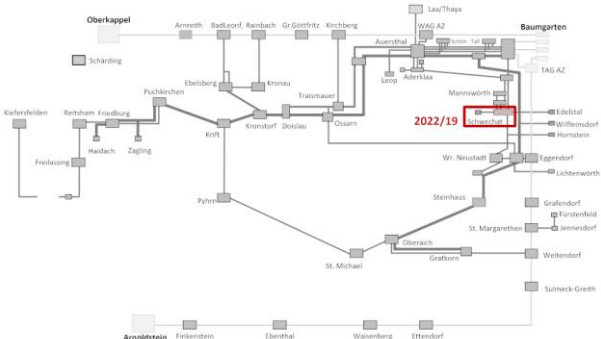
Im Bereich der Raffinerie wird die A4 Autobahn um eine zusätzliche Fahrspur erweitert. Dadurch müssen die infrastrukturellen Einbauten zwischen Raffineriezaun und A4 Autobahn umgelegt werden.

Getrieben durch den A4 Autobahn Ausbau musste die Raffinerie die Adaptierung der Zaunanlage nach neuestem Stand der Technik mit wesentlichen breiteren Zaunfundamenten forcieren (Umsetzung erfolgte bereits 2021).

Die G00-003 liegt innerhalb des Raffineriegeländes und verläuft parallel zum Zaun. Der Rohrleitungsachsabstand ist im gesamten Leitungsverlauf von 0,5m bis 1,0m. In diesem Bereich wurden bei der letzten Intensivmessung mehrere Schadstellen detektiert, die einer zeitnahe Sanierung erfordern. Aufgrund der vorliegenden hohen Überdeckung der G00-003 würde bei einer Isolationserneuerung der KKS Schadstellen das neue Zaunfundament in diesem Bereich massiv untergraben werden. Diese Umsetzung würde zu erheblichen baulichen Mehrkosten führen und birgt sicherheitstechnische Risiken.

Um einerseits die Schadstellen der G00-003 über eine Länge von ca. 250m zu sanieren und den Abstand zum neuen Zaunfundamenten zu vergrößern, ist die Neuverlegung mit einer geringeren Überdeckung gemäß ÖVGW sinnvoll. Im Zuge des Neubaus kann die

bestehende G00-003 Leitung im Boden verbleiben, muss jedoch verfüllt werden.
<b>Besonders zu beachten:</b>
<b>Öffentliches Interesse:</b>
<b>Technische Daten:</b>
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>

<b>Projektnummer:</b>	2022/19		
<b>Projektname:</b>	Automatisierung Reverseflow Station Schwechat		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	GAS CONNECT AUSTRIA GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	01/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	09/2023
<b>Datum:</b>	04.01.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Zur Ermöglichung der Normalfahrweise (PVS2 -&gt; Süd 2) und vor Allem zur sicheren Versorgung der Abnehmer im PVS2 im Raum Schwechat und Wien (Mannswörth) muss die Rückfahrweise aus der Süd 2 (NetzNÖ) ins PVS2 automatisiert werden. Somit kann durch die automatisierte Zusatzeinspeisung gewährleistet werden, dass bei einem raschen Anstieg auf maximale Anschlussleistung der Druck in Schwechat nicht unter die vertragliche Grenze fällt.</p> <p>Außerdem ermöglicht die automatisierte Rückfahrweise die Umwidmung der G00-122 auf reinen Wasserstofftransport.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	<div style="display: flex; align-items: flex-start;"> <div style="flex: 1;">  <p>The diagram illustrates a gas network with various stations and pipelines. A red box highlights the Schwechat station, with the project number 2022/19 written next to it. The network includes stations like Baumgarten, Mannswörth, and Schwechat, connected to a larger system labeled NetzNÖ.</p> </div> <div style="flex: 2; padding-left: 20px;"> <p>Durch die Automatisierung der Rückfahrweise in der Station Schwechat kann die Normalfahrweise PVS2 -&gt; Süd 2 umgesetzt werden und so unverdichtetes Gas mit ca. 45-48 bar vom Baumgarten oder vom Speicher NÖ in das Südsystem der NetzNÖ transportiert werden. Diese effiziente Fahrweise spart Verdichterenergie in Baumgarten, beim Speicher NÖ, bei den Biomethaneinspeisungen in Niederösterreich und Vorwärmenergie ein.</p> <p>Für die Automatisierung sind drei zusätzliche Motorantriebe auf bestehende Kugelarmaturen aufzubauen. Die Herstellung der infrastrukturell notwendigen Kabelwege, sowie die Einbindung und Erweiterung der Stationssteuerung sind ebenfalls erforderlich.</p> <p>Außerdem wird der unkontrollierte Rückfluss bei einer Druckumkehr regeltechnisch unterbunden.</p> </div> </div>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Das Projekt 2022/19 ermöglicht unter anderem durch die Schaffung freier Kapazitäten auf der G00-122 die Realisierung der H2 Collector Ost Projekte (2022/01, 2022/02 &amp; 2022/03).</p>		
<b>Öffentliches Interesse:</b>			

**Technische Daten:**

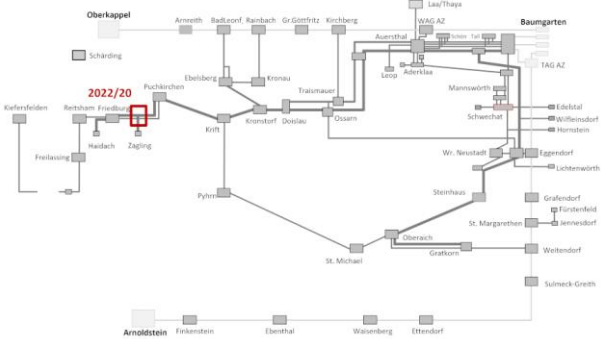
Ermöglichung der Normalfahrweise PVS2 -> Süd 2 mit einer Kapazität von 160.000 Nm<sup>3</sup>/h bei 45 barg.

**Ökonomische Daten:**

Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022

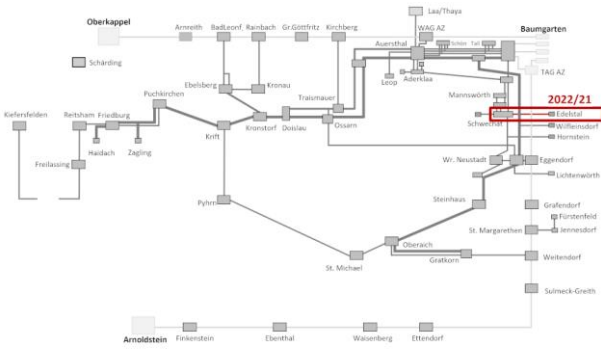
Ausbauschwelle: keine

**Ausbauschwelle:****Änderung zur letzten Ausgabe:**

<b>Projektnummer:</b>	2022/20		
<b>Projektname:</b>	Erweiterung Schieberstation Frankenmarkt		
<b>Ausgabe:</b>	1	<b>Projektträger:</b>	Netz Oberösterreich GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	03/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	11/2023
<b>Datum:</b>	22.02.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	<p>Durch die Beseitigung eines Engpasses in der Station Frankenmarkt soll die Versorgungssicherheit im Verteilergebiet erhöht werden. Mit Umsetzung dieser Maßnahme kann dann die Einspeiseleistung über die Station Zagling auf 600.000 Nm<sup>3</sup>/h ermöglicht werden.</p> <p>Außerdem reduziert diese Erweiterung die Unterbrechungswahrscheinlichkeit von gebuchter unterbrechbarer Kapazität in Zagling.</p>		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Im Dezember 2022 fand ein Leistungstest von bis zu 600.000 Nm<sup>3</sup>/h über den Ein/Ausspeisepunkt Zagling in Oberösterreich statt. Dabei wurde festgestellt, dass in der Netzebene 1 Schieberstation Frankenmarkt ab einem Durchfluss von 300.000 Nm<sup>3</sup>/h massive Schwingungen auftreten und ein sicherer Netzbetrieb bei einem Durchfluss von größer 300.000 Nm<sup>3</sup>/h von der HDL076 (von Zagling) auf die HDL100 nicht mehr möglich ist. Aufgrund dieses Netzengpasses ist die Standardkapazität am Ein/Ausspeisepunkt Zagling aktuell auf 300.000 Nm<sup>3</sup>/h begrenzt. Um die volle Ein/Ausspeisekapazität der Speicherstation Zagling nutzen zu können, wird in der Station Frankenmarkt die Errichtung einer zusätzlichen Verbindungsleitung zur Erhöhung der Durchflussleistung durchgeführt.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>	<p>Dieses Projekt bietet auch die Möglichkeit zusätzliche Speicheranlagen, sofern diese nicht bereits an das inländische Netz angebunden sind, über den Ein/Ausspeisepunkt Zagling an die Netzebene 1 anzuschließen.</p> <p>Da die HDL076 (DN500, 4,4 km) ursprünglich nur für ca. 250.000 Nm<sup>3</sup>/h ausgelegt wurde, würde sich bei vollständiger Kapazitätsbuchung in Zagling, aufgrund des erhöhten Druckabfalls in der HDL076, die Entry Standardkapazität für den Cluster West um ca. 10% reduzieren.</p>		

<b>Öffentliches Interesse:</b>
<b>Technische Daten:</b> Ermöglichung einer Entry Kapazität von 600.000 Nm <sup>3</sup> /h bei 68 barg (+300.000 Nm <sup>3</sup> /h) am Ein/Ausspeisepunkt Zagling. Ermöglichung einer Exit Kapazität von 500.000 Nm <sup>3</sup> /h bei 40 barg (+200.000 Nm <sup>3</sup> /h) am Ein/Ausspeisepunkt Zagling.
<b>Ökonomische Daten:</b> Investitionskosten: [BGG]; Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine
<b>Ausbauschwelle:</b>
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>



<b>Projektnummer:</b>	2022/21		
<b>Projektname:</b>	Ersatzinvestition: Erhalt Ostleitung Sektion 1		
<b>Ausgabe:</b>	2	<b>Projektträger:</b>	Netz Niederösterreich GmbH
<b>Projektstatus:</b>	neu	<b>Projektstart:</b>	10/2023
<b>Umsetzungsdauer:</b>		<b>Geplante Fertigstellung:</b>	12/2024
<b>Datum:</b>	22.02.2023	<b>Tatsächliche Fertigstellung:</b>	unbekannt
<b>Projektziel:</b>	Erhalt des regelwerkskonformen Zustandes der NetzNÖ Ostleitung		
<b>Projektbeschreibung:</b>	 <p>Die VL Ost Sektion 1 DN 250 BJ 1958, Länge ca. 5,4 km, bitumenisoliert ist aktuell korrosionstechnisch in einem nicht regelwerkskonformen Zustand. Angesichts einer allfälligen Flughafenerweiterung und der dadurch notwendigen Umlegung der Ostleitung wird eine technische Minimalvariante zur Behebung der Mängel umgesetzt, welche möglicherweise adaptiert werden muss, wenn die regelwerkskonformen Parameter nicht erreicht werden. Diese umfasst die Errichtung einer KKS-Hotspotanlage inkl. Isolierstück- und Schiebereinbau sowie Sanierung gravierender Fehlstellen.</p>		
<b>Besonders zu beachten:</b>			
<b>Öffentliches Interesse:</b>			
<b>Technische Daten:</b>			
<b>Ökonomische Daten:</b>	Investitionskosten Variante 1: [BGG] Kostenschätzung durch Netzbetreiber Kostenbasis 2022 Ausbauschwelle: keine		
<b>Ausbauschwelle:</b>			
<b>Änderung zur letzten Ausgabe:</b>	Von A1 (LFP22 A1) zu A2 (LFP22 A2): Projektnummer		

## Anhang 2

Wien Energie GmbH | PA | 1030 Wien | Postfach 500

**AGGM Austrian Gas Grid Management AG**

Floridsdorfer Hauptstraße 1  
Peak Vienna  
1210 Wien  
Per Mail an: netzplanung@aggm.at

**Public Affairs**

Kontakt: Micha Gruber, MSc.  
Mobil: +43 (0)664 6231476  
Micha.gruber@wienenergie.at  
Datum: 27.01.2023

## **Stellungnahme zum Entwurf des Koordinierten Netzentwicklungsplans für das Fernleitungsnetz**

Sehr geehrter Herr Damen und Herren,

Wien Energie bedankt sich für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum „Koordinierten Netzentwicklungsplan für das Fernleitungsnetz (KNEP)“. Nachfolgend finden Sie unsere Positionen.

Nicht nur die demokratiepolitisch beschlossenen Klimaziele, sondern auch der vorherrschende Krieg Russlands gegen die Ukraine machen eine rasche Transformation des Energiesystems weg von fossilem Erdgas hin zu Wasserstoff unumgänglich. In diesem Zusammenhang ist unumstritten, dass Wasserstoffleitungen bzw. -netze auf kommunaler Ebene ein wichtiger Baustein dieser Wende sein werden, da diese notwendig sind, um die Dekarbonisierung energieintensiver Unternehmen zu ermöglichen. In der **Langfristigen und integrierten Planung für das Verteilernetz (LFiP)** und im **Koordinierten Netzentwicklungsplan für das Fernleitungsnetz (KNEP)** werden die notwendigen Ausbau- und Erhaltungsmaßnahmen für diese Gas- bzw. Wasserstoffinfrastrukturen nun festgelegt.

Aus diesem Grund begrüßt Wien Energie den vorgelegten Netzentwicklungsplan ausdrücklich. Insbesondere die Aufnahme der Projekte des „H2 Collector Ost für erneuerbares Gas“ ist aus unserer Sicht äußerst positiv. Damit wird ein wichtiger Meilenstein für die zukünftige Gasinfrastruktur gesetzt und ermöglicht so die Deckung des langfristigen Bedarfs der energieintensiven Industrie bzw. der Kraftwerke der Region durch eine rasche Umsetzung der Projekte. Darüber hinaus wird so ein zeitnaher Zubau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten sichergestellt, welche für die Sicherstellung der Netzstabilität von enormer Bedeutung sind.

Wir bitten um Berücksichtigung unserer Stellungnahme und stehen bei Rückfragen jederzeit gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

Micha Gruber, MSc

Österreich braucht Strom.



Austrian Power Grid AG  
Wagramer Straße 19  
IZD-Tower, A-1220 Wien  
T: +43 (0) 50320-161  
apg@apg.at  
www.apg.at

AGGM Austrian Gas Grid Management AG  
Floridsdorfer Hauptstraße 1,  
Peak Vienna  
1210 Wien  
netzplanung@aggm.at

Ihr Zeichen

Ihr Schreiben  
19.01.2023

Unser Zeichen  
Beaudeau USE/  
L.USE.23.0001/1202111

Datum  
19.01.2023

Betrifft:

**Stellungnahme von APG zur österreichischen Langfristiger integrierter Planung (Gas) von AGGM 2022**

DokID: 1202111

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir möchten uns für die Möglichkeit bedanken, an der Konsultation des LFiP 2022 teilnehmen zu dürfen und geben folgende Stellungnahme von APG ab.

Wir begrüßen die Intensivierung der engen Zusammenarbeit zwischen APG und AGGM zur Identifikation von potenziellen Elektrolyseure-Standorten (LFiP 2022 Entwurf §3.4). APG unterstützt ebenfalls die Initiativen mit der Gas- und Energiebranche im Hinblick auf die potenzielle Entfaltung der Sektorkopplung zwischen unterschiedlichen Energieträgern, im Bereich der Entwicklung zukünftiger Systemkonzepte und der Vertiefung von Energiemodellen und -szenarien.

Zur zeitgerechten erfolgreichen Erfüllung der ambitionierten Klima- und Energieziele 2030 / 2040 nehmen Wasserstoffumwandlungsprojekte an Bedeutung zu, und sind für den Stromtransport und Stromsystemausgleich von hoher Relevanz:

- P2G Anlagen können zukünftig einen wesentlichen Beitrag zum saisonalen energetischen Ausgleich leisten, sowie zur potenziellen Steuerung und Flexibilisierung der Verwertung kurzfristiger Stromerzeugungsspitze aus erneuerbarer Energie.
- P2G Anlagen werden aus Sicht der Versorgungssicherheit zukünftig ein markttechnisches und betriebliches Kernelement des Stromtransports darstellen müssen.

Die Konkretisierung des Umsetzungsrahmens für P2G Anlagen wird von APG zur langfristigen Sicherstellung der österreichischen Versorgungs- und Netzsicherheit als notwendig erachtet.

Das Übertragungsnetz ist im Einklang mit den Energiezielen 2030 und 2040 massiv auszubauen. Die in den Planungsinstrumenten (Strom NEP, gas LFiP, gas KNEP) identifizierten Gas- und Stromtransportvorhaben sollen eine sachgerechte und konsistente Integration in den aktuell in Vorbereitung befindlichen ÖNIP finden, um zeitnahe die Ableitung der nachfolgenden Planungsschritte von Großvorhaben zu ermöglichen.

In Bezug auf die Zusage von weiteren Netzzugangsanträgen im Burgenland gemäß dem LfiP 2022 Entwurf, § 2.3.2.1, liegt stets in Fokus von APG, den Stromnetzausbau (in Abstimmung



mit den Strom-Verteilernetzbetreibern) zur Integration erneuerbarer Energie voranzutreiben. Wir ersuchen um Berücksichtigung unseres Vorschlags zur Anpassung des entsprechenden Passus (siehe unten).

APG hebt abschließend hervor, dass erst durch formelle Netzanschlussanfragen auf der Übertragungsebene eine Aufnahme und eine tiefe Analyse notwendiger Maßnahmen in der APG-Planung erfolgen kann und ersucht daher, wesentliche Marktteilnehmer, u.a. von zukünftigen P2G-Anlagen, jeglichen Stromanschlussbedarf offiziell und termingerecht an APG zu melden. Weitere Informationen insbesondere zum Netzanschluss ans APG - Übertragungsnetz finden Sie unter <https://markt.apg.at/rechtlicher-rahmen/>.

Für weitere Fragen stehen wir Ihnen gerne zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Austrian Power Grid AG

---

---

### **Vorschlag von APG zur Anpassung des entsprechenden Passus im LfiP 2022 Entwurf, § 2.3.2.1 im Rahmen der öffentlichen Konsultation**

*„~~Schon heute~~ Das Stromübertragungsnetz wird **aktuell** an seiner Leistungsgrenze betrieben und speziell im Burgenland können aufgrund von Engpässen im vorgelagerten Netz **vorerst** keine weiteren Netzzugangsanträge für die Einspeisung von erneuerbarem Strom aus Windkraftwerken und großen Photovoltaikanlagen zugesagt werden. **Aktuell arbeitet APG intensiv (und in Abstimmung mit den Strom-Verteilernetzbetreibern), wie im Netzentwicklungsplan von APG dargestellt ist, an weiteren Ausbauten des Übertragungsnetzes. Für wenige Stunden Spitzenleistung müssten daher große Stromnetzkapazitäten errichtet werden, was wiederum enorm teuer ist und in der Umsetzung einerseits aufgrund von Akzeptanz schwierig ist und andererseits sehr viel Zeit in Anspruch nimmt. Um die Ziele 2030 und 2040 überhaupt erreichen zu können, müssen schnellstmöglich einfache, effiziente und von den Anrainern akzeptierte Projekte umgesetzt werden.“***

---

---

Burgenland Energie AG · Kasernenstraße 9 · 7000 Eisenstadt

AGGM Austrian Gas Grid Management AG  
Floridsdorfer Hauptstraße 1  
Peak Vienna  
1210 Wien  
Per E-Mail an: [netzplanung@aggm.at](mailto:netzplanung@aggm.at)

Eisenstadt, am 27. Jänner 2023

## **Stellungnahme zur Langfristigen Planung 2022**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Burgenland Energie AG bedankt sich für die Gelegenheit zur "Langfristigen Planung 2022" Stellung nehmen zu dürfen.

Österreich hat es sich zum Ziel gesetzt, bis spätestens 2040 klimaneutral zu sein und damit das Energie- und Wirtschaftssystem zu dekarbonisieren und damit auch Unabhängigkeit von Öl- und Erdgasimporten zu erreichen.

Aus Sicht von Burgenland Energie AG ist die vorliegende Langfristige Planung 2022 daher zu begrüßen, da sie geeignet erscheint einen Beitrag zur Energiewende und der österreichischen Versorgungssicherheit zu leisten sowie den künftigen Bedarfen der Industrie an grünem Wasserstoff Rechnung zu tragen.

Die österreichische Wasserstoffstrategie sieht einen rasanten Hochlauf der Erzeugungskapazitäten und entsprechender Infrastrukturen vor. Weiters wurde auch im Regierungsprogramm 2020-2024 ein Fokus auf den Ausstieg aus fossilen Energien und den Hochlauf eines Wasserstoffsystems, mit dem Ziel „die Wasserstoff-Nation Nummer eins“ zu werden, gelegt.

### **Burgenland Energie AG**

Kasernenstraße 9 ● 7000 Eisenstadt  
Telefon +43 (0)5/7770-0 ● Fax +43 (0)5/7770-1900  
Kundentelefon 0800 888 9000 ● [info@burgenlandenergie.at](mailto:info@burgenlandenergie.at) ● [www.burgenlandenergie.at](http://www.burgenlandenergie.at)

Sitz der Gesellschaft: Eisenstadt ● [www.burgenlandenergie.at/datenschutz](http://www.burgenlandenergie.at/datenschutz) ● reg. beim LG Eisenstadt unter 126805d ● UID: ATU 14704603 ●  
Bankverbindungen:

● Raiffeisen Bank International AG, IBAN AT03 3100 0001 0084 0991, BIC RZBAATWW  
● UniCredit Bank Austria AG, IBAN AT18 1100 0008 5209 0000, BIC BKAUAATWW  
● Bank Burgenland, IBAN AT17 5100 0910 1300 2600, BIC EHBBAT2E

Darüber hinaus ist auch im Gaswirtschaftsgesetz 2011 (Vgl § 4 GWG 2011) klar geregelt, dass auch die kontinuierliche Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Gasen in den österreichischen Gasnetzen sowie deren Nutzung in der Gasversorgung, die Realisierung von nationalen Potentialen zur Sektorkopplung und Sektorintegration zu realisieren Ziele der österreichischen Gasmarktregulierung sind.

Burgenland Energie AG, als größter Erzeuger von Windstrom und bald auch größter Erzeuger von Sonnenstrom, plant, gemeinsam mit unserem Partner Verbund AG, die erste große Elektrolyse Anlage (60 MW in der ersten Ausbaustufe, 300 MW im Endausbau) im Burgenland zu errichten und bereits Ende 2026 in Betrieb zu nehmen.

Allein dieses Projekt entspricht ca. einem Drittel der Ziele der heimischen Wasserstoffstrategie und würde somit einen substanziellen Beitrag liefern. Weiters könnte damit ein wesentlicher Teil der Erneuerbaren Ausbauziele (rd. 300 MW zusätzliche Windkraft und rd. 400 MW zusätzliche Photovoltaik) realisiert werden ohne zusätzliche Stromnetzkapazitäten dafür zu benötigen.

Dafür ist neben der zeitnahen Errichtung der erforderlichen Erneuerbaren Erzeugungsanlagen (Stichwort: Additionalität) und der Elektrolyseanlage selbst, auch eine zeitnahe Ableitung des erneuerbaren Wasserstoffs erforderlich. Alle drei Teilprojekte beinhalten umfassende Investitionen der involvierten Unternehmen, langfristige Behördenverfahren und sind abhängig voneinander. Um die Investitionsentscheidungen in den Hochlauf einer heimischen Wasserstoffwirtschaft absichern zu können sind ein klarer Rechtsrahmen, Planbarkeit der Kosten, ein Kundencommitment sowie entsprechende Unterstützung von Öffentlicher Seite erforderlich.

Der Argumentation das eine Direktleitung außerhalb des regulierten Rahmens auch möglich sei ist entgegenzuhalten, dass dies aus Perspektive der Energiemarktliberalisierung ein Rückschritt wäre welcher in kurzer Zeit wieder – mühsam – revidiert werden müsste, was die erforderliche Planbarkeit und Stabilität für die Projekte massiv torpediert. Die Route des H2 Collectors Ost ist bereits so geplant, dass sowohl eine Einspeisung von weiteren Elektrolyseuren im Raum Parndorferplatte mit den meisten Wind- und Sonnenstunden in Österreich als auch unterschiedliche Abnehmer und perspektivisch auch Speicheranbindungen möglich sein werden. Somit sind die Voraussetzungen für ein natürliches Monopol gegeben.

#### **Burgenland Energie AG**

Kasernenstraße 9 ● 7000 Eisenstadt

Telefon +43 (0)5/7770-0 ● Fax +43 (0)5/7770-1900

Kundentelefon 0800 888 9000 ● info@burgenlandenergie.at ● www.burgenlandenergie.at

Sitz der Gesellschaft: Eisenstadt ● www.burgenlandenergie.at/datenschutz ● reg. beim LG Eisenstadt unter 126805d ● UID: ATU 14704603 ●  
Bankverbindungen:

● Raiffeisen Bank International AG, IBAN AT03 3100 0001 0084 0991, BIC RZBAATWW


● UniCredit Bank Austria AG, IBAN AT18 1100 0008 5209 0000, BIC BKUAATWW

● Bank Burgenland, IBAN AT17 5100 0910 1300 2600, BIC EHBBAT2E

In Zusammenhang mit der Langfristigen Planung 2022 ist klar festzuhalten, dass es ohne ausreichende Wasserstoffleitungskapazitäten im regulierten Rahmen keine entsprechende Zahlungsbereitschaft von potenziellen Wasserstoffabnehmern und somit auch keine Investitionsentscheidungen für große Elektrolyseanlagen geben kann. Wenn die Ziele der Wasserstoffstrategie Österreichs noch bis 2030 erreicht werden sollen ist eine zeitnahe Errichtung der erforderlichen Wasserstoffinfrastruktur unumgänglich.

Burgenland Energie AG unterstützt daher auch die Stellungnahme von Netz Burgenland GmbH vollumfänglich.

Beste Grüße,



Mag. Dr. Stephan Sharma  
Vorstandsvorsitzender Burgenland Energie AG

**Burgenland Energie AG**

Kasernenstraße 9 ● 7000 Eisenstadt

Telefon +43 (0)5/7770-0 ● Fax +43 (0)5/7770-1900

Kundentelefon 0800 888 9000 ● [info@burgenlandenergie.at](mailto:info@burgenlandenergie.at) ● [www.burgenlandenergie.at](http://www.burgenlandenergie.at)

Sitz der Gesellschaft: Eisenstadt ● [www.burgenlandenergie.at/datenschutz](http://www.burgenlandenergie.at/datenschutz) ● reg. beim LG Eisenstadt unter 126805d ● UID: ATU 14704603 ●  
Bankverbindungen:

● Raiffeisen Bank International AG, IBAN AT03 3100 0001 0084 0991, BIC RZBAATWW

● UniCredit Bank Austria AG, IBAN AT18 1100 0008 5209 0000, BIC BKUAATWW

● Bank Burgenland, IBAN AT17 5100 0910 1300 2600, BIC EHBBAT2E



Netz Burgenland GmbH Kasernenstraße 9 7000 Eisenstadt

AGGM  
Austrian Gas Grid Management AG  
Floridsdorfer Hauptstraße 1  
Peak Vienna  
1210 Wien

Ihr Zeichen	Ihre Nachricht vom	Unser Zeichen	Datum	Bearbeiter
		GB	27. Jänner 2023	DI (FH) Gerhard Wischenbarth MSc

## Stellungnahme

Im Hinblick auf die Wasserstoffstrategie Österreichs sollen bis 2030 1 GWel Elektrolysekapazität in Österreich aufgebaut und dabei pro Jahr über 4 TWh produziert werden. Bis 2030 sollen 80% des aktuellen grauen Wasserstoffbedarfs, auf grünen Wasserstoff umgestellt werden. In weiterer Folge wird bis 2040 von einem jährlichen Wasserstoffbedarf von bis zu 75 TWh ausgegangen. Daneben ist es im Burgenland nicht mehr möglich nennenswerte erneuerbare Ausbaupotenziale zu erschließen, da die vorhandenen Strominfrastruktur nicht mehr in der Lage ist weitere Einspeise-Anlagen ans Netz zu nehmen.

Um die definierten Wasserstoffziele für Österreich erreichen zu können, ist es unumgänglich bestehende Projekte zeitnah zur Umsetzung zu bringen. Neben erforderlichen Projekten zur Erzeugung und Verwendung von grünem Wasserstoff sind entsprechende Infrastrukturprojekte erforderlich, um Erzeuger und Abnehmer rechtzeitig miteinander verbinden zu können. Ein Transport größerer Mengen Wasserstoff per Bahn oder auf der Straße ist weder ökologisch noch ökonomisch sinnvoll. Die Projektlaufzeit für den H2-Collector ist unter optimalen Bedingungen auf 3 Jahre bemessen, sodass dieser frühestens Ende 2026 in Betrieb genommen werden könnte und ab 2027 300 GWh grünen Wasserstoff p.a. transportiert. Bis 2030 können unter idealen Voraussetzungen bis zu 1,3 TWh an grünem Wasserstoff aus erneuerbaren Energien aus dem Burgenland abtransportiert und so ein zusätzlicher Ausbau an erneuerbaren Energien sichergestellt werden.

Sicher ist es auch richtig, dass die inländische Produktion von grünem Wasserstoff nicht ausreichend sein wird, um die prognostizierten Bedarfe decken zu können und entsprechende Importe über bestehende und neue Pipelinesysteme erforderlich sein werden. Bei diesen Vorhaben ist jedoch davon auszugehen, dass diese erst nach 2030 in der Lage sein werden grünen Wasserstoff nach Österreich zu bringen. Diese Vorhaben können kurzfristig nicht dazu beitragen, die Wasserstoffziele Österreichs zu erreichen. Umso wichtiger ist es daher, bereits entwickelte Projekte umzusetzen, um die Voraussetzungen für eine Grüne Wasserstoffwirtschaft in Österreich zu etablieren und für Importe nach 2030 gerüstet zu sein.

## Netz Burgenland GmbH

Netz Burgenland GmbH  
Kasernenstraße 9 • 7000 Eisenstadt  
Telefon +43 (0)5/7790-0 • Fax +43 (0)5/7790-8200  
www.netzburgenland.at • info@netzburgenland.at • Kundentelefon 0800/888 9001

Netz Burgenland GmbH / DVR 1074059 / mit Sitz in Eisenstadt, reg. beim LG Eisenstadt unter FN 128458i, UID: ATU 52319405  
BANKVERBINDUNGEN: Bank Burgenland, IBAN AT825100091016591400, BIC EHBAT2E; PSK, IBAN AT636000000510077300, BIC BAWAATWW



AGGM Austrian Gas Grid Management AG  
Floridsdorfer Hauptstraße 1,  
Peak Vienna  
1210 Wien  
Per Email an [netzplanung@aggm.at](mailto:netzplanung@aggm.at)

27.01.2023

**OMV Stellungnahme zum Bericht der Langfristigen und integrierten Planung 2022 (LFiP 2022) der AGGM**

OMV Energy

Sehr geehrte Damen und Herren,

wir begrüßen die Möglichkeit unsere Sicht auf die LFiP 2022 für das Verteilergelände darzulegen. Wir sind der Meinung, dass die vorliegende LFiP 2022 einen entscheidenden ersten Meilenstein auf dem Weg zur Etablierung eines Wasserstoffnetzes in Österreich darstellt. Von größter Wichtigkeit ist für uns dabei eine ausreichende Planungssicherheit.

OMV hat sich zu den EU-Zielen zur Dekarbonisierung kommitted, unterstützt diese und hat in diesem Zusammenhang folgende Ziele bis 2030 bekanntgeben:

- ▶ Reduktion der Scope-1- und Scope-2-Emissionen des OMV Konzerns um 30%
- ▶ Reduktion der Scope-3-Emissionen des OMV Konzerns um 20%
- ▶ Reduktion der CO<sub>2</sub>-Intensität der Energieversorgung des OMV Konzerns um 20%

Wasserstoff wird für die Erreichung der Dekarbonisierungsziele der EU als auch der OMV eine entscheidende Rolle zukommen und es ist daher mit einer starken Nachfrage nach nachhaltigem Wasserstoff zu rechnen.

Für die geplante Umstellung von Methan auf Wasserstoff und der Etablierung dieses zukünftigen Energieträgers bedarf es der Einbindung und der gemeinsamen Kraftanstrengung aller involvierten Parteien. Ein Hochlauf der österreichischen Wasserstoffwirtschaft von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch kann nur gelingen, wenn die einzelnen Wertschöpfungsstufen, für ihre Investitionsentscheidungen, Planungssicherheit über die gesamte Wertschöpfungskette haben. In diesem Zusammenhang wird die erfolgreiche und vor allem rasche Realisierung des ‚H2 Collector Ost‘ dabei maßgeblich zur Attraktivität des

**Erich Holzer**  
Senior Vice President  
Value Center Gas

Tel. +43 1 40440-28597  
Fax +43 1 40440-628597  
[erich.holzer@omv.com](mailto:erich.holzer@omv.com)

OMV Exploration & Production GmbH  
Trabrennstraße 6-8  
1020 Wien, Österreich

Registriert beim  
Handelsgericht Wien  
unter FN 60963 b  
Gesellschaftssitz Wien  
UID ATU14194708  
DVR-Nr. DVR 2110546

[www.omv.com](http://www.omv.com)

Wirtschaftsstandortes Österreich beitragen. In erster Linie jedoch wird es über die zukünftige Wettbewerbsfähigkeit der österreichischen Industrien, die Ausrichtung und ob Österreich hier eine Vorreiterrolle innerhalb der EU einnehmen kann, bestimmen.

Der äußerst knappe Zeithorizont zur Erreichung der ambitionierten Klimaziele macht darüber hinaus ein rasches und entschlossenes Handeln erforderlich.

Daher begrüßen wir als OMV die Berücksichtigung des H2 Collector Ost in der LFiP 2022 und unterstützen die zeitnahe Umsetzung der dafür notwendigen Netzausbauten.

Für Fragen und weiterführenden Diskussion zu den oben genannten Punkten stehen Ihnen Herr Andreas Holler (andreas.holler@omv.com; +43 664 6121774) und Herr Elvir Ziga (elvir.ziga@omv.com; +43 664 6120033) jederzeit gerne zu Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen,

DocuSigned by:  
  
FD66326454054BF...

**Erich Holzer**

Senior Vice President - OMV Energy

DS  


25. Jänner 2023

TIGAS-  
Erdgas Tirol GmbH  
Salurner Straße 15  
6020 Innsbruck



Ein Unternehmen der  
TIWAG-Gruppe

**Ihr Ansprechpartner:** Geschäftsführung  
Telefon: +43 (0)512 581084  
Fax: +43 (0)512 581084-25050  
E-Mail: [office@tigas.at](mailto:office@tigas.at)

An die  
AGGM Austrian Gas Grid Management AG  
Floridsdorfer Hauptstraße 1  
Peak Vienna  
1210 Wien

Per E-Mail: [netzplanung@aggm.at](mailto:netzplanung@aggm.at)

**Stellungnahme Konsultation  
langfristige und integrierte Planung 2022  
Gasverteilernetzinfrastruktur Österreich**

Sehr geehrte Damen und Herren,

zum oben angeführten Konsultationsentwurf nimmt die TIGAS-Erdgas Tirol GmbH (TIGAS) wie folgt Stellung:

Im Zusammenhang mit der „*Leitungsverbindung Salzburg – Tirol; Teil TIGAS*“ wird auf Seite 45 ausgeführt, dass aufgrund von Erweiterungen am Betriebsgelände von RHIM ein neuer Standort für die Übergabestation Hochfilzen gefunden werden musste und sich die geplante Inbetriebnahme auf 12/2024 verschieben wird.

Hinsichtlich des Grundstückes kann mitgeteilt werden, dass zwar ein neuer Standort für die Übergabestation ins Auge gefasst wurde, jedoch die diesbezüglichen Vereinbarungen noch nicht final abgeschlossen sind, weil einerseits zu einzelnen Punkten mit RHIM noch keine Einigung erzielt werden konnte und andererseits noch formale Hürden (ua. Vorkaufsrechte) zu überwinden sind.

Weiters kann mitgeteilt werden, dass der gemäß Netzzugangsantrag 2021/01 auf Seite 27 (PLZ 6395 Hochfilzen) benötigte Mengenbedarf mit Wunschkdatum Transportbeginn 01.12.2023 auch mit der aktuell bestehenden Leitungskonfiguration (90 MW über die NE3) von Tirol aus ausreichend abgedeckt werden könnte und somit der Bedarf des Kunden seitens der Netzbetreiber zeitgerecht zur Verfügung gestellt werden kann. Somit würde die derzeitige Projektverzögerung der Projekte LFIP 2019/01 und 2019/02 zu keiner zeitlichen und mengenmäßigen Versorgungslücke des Bedarfsträgers führen.

Für weitere Fragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Mag. Martin Grubhofer

Freundliche Grüße  
TIGAS-Erdgas Tirol GmbH

DI (FH) Georg Tollinger, MBA

## Awetisjan Vartan

---

**Von:** Daniel Wolfgang [REDACTED]  
**Gesendet:** Freitag, 27. Januar 2023 12:09  
**An:** AGGM | Netzplanung  
**Cc:** [REDACTED]  
**Betreff:** AW: Konsultation der Langfristigen und integrierten Planung 2022 und des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2022

Sehr geehrtes Team der Netzplanung der AGGM,  
im Zuge der Konsultation möchten wir zur Langfristigen Planung 2022 (LFIP2022) folgende Stellungnahme aus Sicht der Wiener Netze GmbH abgeben.

Die rasche Transformation des Gasverteilernetzes mit dem Fokus auf Wasserstoff zur Erreichung der Klimaneutralität ist dringlicher denn je. Des Weiteren sind Wasserstoffleitungen bzw. -netze auf kommunaler Ebene ein wichtiger Baustein der Energiewende. Zahlreiche energieintensive Unternehmen können auf diesem Weg ihren CO<sub>2</sub>-Ausstoß deutlich reduzieren. Aus diesem Grund begrüßen und unterstützen wir speziell die Aufnahme der Projekte des „H2 Collector Ost für erneuerbares Gas“ und sehen diese Projekte als ersten wichtigen Meilenstein für die zukünftige Gasinfrastruktur. Außerdem unterstützt dies die Deckung des langfristigen Bedarfs der energieintensiven Industrie und Kraftwerke der Region durch eine rasche Umsetzung der Projekte und gewährleistet eine zeitnahe Erzeugung zusätzlicher erneuerbarer Produktion von Strom, die für die Netzstabilität von großer Bedeutung ist.

Mit besten Grüßen

**Ing. Wolfgang Daniel**  
NGF-N | Netztechnik Gas u. Fernwärme – Netzbetrieb Gas | Abteilungsleiter

[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

[www.wienernetze.at](http://www.wienernetze.at)

Linz, am 27.01.2023

## **Stellungnahme von Borealis Arolinz Melamine GmbH zur Langfristigen und integrierten Planung 2023 (LFiP 2023) und zum Koordinierten Netzentwicklungsplan KNEP 2023**

BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH bedankt sich für die Möglichkeit, zu den vorgelegten Planungsdokumenten im Bereich der Gas-Verteilnetzinfrastruktur (LFiP) sowie der Gasfernleitungsinfrastruktur (KNEP) 2023 Stellung nehmen zu können.

BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH beschäftigt und engagiert sich intensiv im Bereich grüner Wasserstoff. Aufgrund der Tatsache, dass heimisch erzeugbare Wasserstoffmengen den hohen Industribedarf nicht kosteneffizient decken werden können, müssen Importrouten für den Import von grünem Wasserstoff aus Drittstaaten erschlossen werden. Die Entwicklung einer dezidierten Leitungs-Infrastruktur für Wasserstoff ist daher von essenzieller Bedeutung.

Es ist begrüßenswert, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die damit verbundenen umfassenden Anforderungen an die Leitungsinfrastruktur in der LFiP 2023 sowie dem KNEP eine erstmals bedeutende Rolle spielen.

Die Entwicklung der Wasserstoff-Wirtschaft kann nur durch einen synchronisierten Hochlauf der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch gelingen. Die einzelnen Wertschöpfungsstufen sind eng miteinander verwoben und bedingen sich gegenseitig - für Investitionsentscheidungen in einer Wertschöpfungsstufe ist Planungssicherheit in anderen Stufen der Wertschöpfungskette Grundvoraussetzung.

Um unseren Unternehmensstandort zukünftig mit Wasserstoff versorgen zu können, werden auch frühzeitige Planungen von dezidierten Leitungen im Verteilnetzgebiet benötigt wie sie in der Langfristigen und integrierten Planung (LFiP) dargestellt wurden. Auch die Umsetzung des Projekts „H2Collector Ost“ ist ein wichtiger Schritt, da es als Vorzeigeprojekt eine Blaupause für die zukünftige Versorgung von anderen Industriestandorten mit grünem Wasserstoff dienen kann.

Die im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) präsentierten Projekte von Gas Connect Austria und Trans Gas Austria werden von BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH ausdrücklich begrüßt. Die Schaffung der entsprechenden Rahmenbedingungen zur Realisierung ist aus Sicht von BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH prioritär für den Wirtschafts- und Industriestandort Österreich. Die geographische Lage Österreichs als Binnenland in Zentrum Europas ist im Hinblick auf den geplanten Import von grünem Wasserstoff eine große Herausforderung. Es ist essenziell, dass das österreichische Fernleitungsnetz rasch an die entstehende Wasserstoff-Leitungsinfrastruktur angebunden wird, um die Wasserstoffversorgung der Industrie langfristig zu gewährleisten und Standort- sowie Wettbewerbsnachteile zu vermeiden.

Es wird einer umfassenden und gemeinsamen Kraftanstrengung von Politik, Regulatoren und Unternehmen bedürfen, um die Synchronisierung des Hochlaufs der Wasserstoff-Import-Wertschöpfungskette über Länder- bzw. Kontinentalgrenzen entsprechend zu gewährleisten. Die Integration von entsprechenden Projekten im KNEP und LFIP wird daher von BOREALIS AGROLINZ MELAMINE GMBH als wichtigen Schritt angesehen.

Freundliche Grüße

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'R. Schlesinger', written in a cursive style.

DI Dr. Robert Schlesinger  
Borealis Agrolinz Melamine GmbH

**Austrian Gas Grid Management AG**

Floridsdorfer Hauptstraße 1  
1210 Wien  
Per-Mail: [netzplanung@aggm.at](mailto:netzplanung@aggm.at)

Wien, 24. Jänner 2023

**Stellungnahme zu KNEP und LFP**

Sehr geehrte Damen und Herren,

Wir nehmen Bezug auf die derzeit laufenden Konsultationen zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 (KNEP) und der Langfristigen integrierten Planung 2022 (LFP) und geben dazu folgende Stellungnahme ab:

Central European Gas Hub AG (CEGH) begrüßt und befürwortet die vorliegenden Berichte des KNEP und der LFP, welche aus unserer Sicht die gegebenen Zielsetzungen sehr zufriedenstellend erfüllen. Insbesondere ist die Aufnahme eines Kapazitätsszenarios mit diversifizierten Versorgungsrouten wichtig, um vor dem Hintergrund des Krieges Russlands gegen die Ukraine auch zukünftig die Gasversorgung Österreichs in ausreichendem Maß zu gewährleisten. Darüber hinaus ist die Berücksichtigung von Maßnahmen zum Ausbau von Wasserstoff- und Biogas-Infrastruktur ein wichtiger Schritt zur Erreichung der Klimaneutralität Österreichs sowie der nationalen und europäischen Klimaziele.

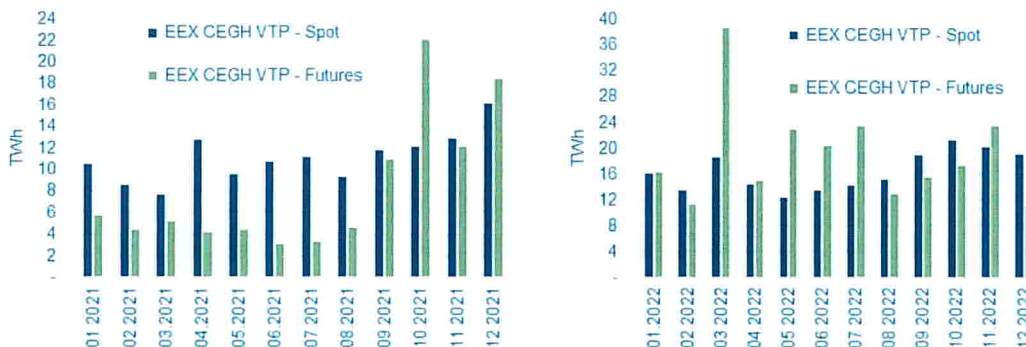
Das Jahr 2022 hat aus gaswirtschaftlicher Sicht in vielen Bereichen besondere Herausforderungen mit sich gebracht, welche sich auch auf die Tätigkeit von CEGH als Betreiber des Virtuellen Handlungspunktes (VHP) ausgewirkt haben. Insbesondere die verminderten Gasanlieferungen aus Russland haben sich auf die am österreichischen VHP übergebenen Mengen ausgewirkt.





Seit April 2022 ist es aufgrund der reduzierten Gasflüsse über die Slowakei zu einer Reduktion der VHP-Handelsvolumen und der Churn-Rate gekommen. Die Reduktion des VHP-Volumens ist dabei auch auf einen verminderten Gastransit via die TAG-Pipeline nach Italien zurückzuführen. Positiv ist allerdings zu vermerken, dass die Anzahl der am CEGH aktiv tätigen Unternehmen im Jahr 2022 im Wesentlichen stabil geblieben und die Mitgliederanzahl deutlich gestiegen ist.

Aufgrund des hohen Gaspreinsniveaus in Österreich und auch auf allen anderen europäischen Handelsplätzen und der damit verbundenen Problematik der adäquaten Risikoabsicherung von Transaktionen ist es zu einem spürbaren Rückgang des Over-the-Counter (OTC) Handels gekommen. Handelsteilnehmer sind daher dazu übergegangen, ihren kurzfristigen Gasbedarf vermehrt über EEX CEGH Gasbörseprodukte zu decken. Durch das damit verbundene Clearing der Transaktionen über eine zentrale Gegenpartei (ECC AG) konnte das Ausfallrisiko minimiert und der Handel aufrechterhalten werden.



Der EEX CEGH Spotmarkt konnte im Jahr 2022 eine Steigerung von über 50 Prozent im Vergleich zum Vorjahreszeitraum verzeichnen; am EEX CEGH Futuresmarkt konnte im Wesentlichen das Niveau des Vorjahres gehalten werden.

In Hinblick auf die Notwendigkeit der Dekarbonisierung des Energiesystems hat CEGH im Jahr 2022 erste konkrete Maßnahmen gesetzt:

- Die neu entwickelte und erfolgreich gestartete CEGH GreenGas Plattform ermöglicht erstmals in Europa den plattformbasierten Handel von Biomethan und Grüngas-Herkunftsnachweisen.

- Außerdem veröffentlicht CEGH seit Anfang Dezember 2022 den CEGH Green Hydrogen Index, der die Produktionskosten von grünem Wasserstoff in Österreich abbildet und als Preisreferenz für Österreich und Zentraleuropa dienen soll. Die österreichische Wasserstoffstrategie sieht bis 2030 den Aufbau einer Elektrolysekapazität von 1 Gigawatt (GW) vor. Dies kann nur durch den Aufbau einer entsprechenden Produktions-, Transport- und Handelsinfrastruktur erreicht werden, wofür Preissignale wie die des CEGH Green Hydrogen Index eine unerlässliche Voraussetzung sind.

CEGH unterstützt daher den vorliegenden KNEP und die LFP, insbesondere in Hinblick auf den zeitgerechten und adäquaten Aufbau einer Infrastruktur für Biomethan- und Wasserstofftransport in Österreich.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Gottfried Steiner".

Gottfried Steiner  
(CEO)

A handwritten signature in blue ink, appearing to read "Frederick Bernthaler".

Frederick Bernthaler  
(Prokurist)

## Awetisjan Vartan

---

**Von:** [REDACTED]  
**Gesendet:** Donnerstag, 26. Januar 2023 16:52  
**An:** AGGM | Netzplanung  
**Betreff:** Stellungnahme Flughafen Wien zu H2-Infrastrukturpläne

Sehr geehrte Damen und Herren,

Die Flughafen Wien AG als bedeutendes Verkehrs-Infrastrukturunternehmen in Österreich und in Europa befürwortet den raschen Ausbau der Wasserstoff-Infrastruktur. Die Technologie hilft, den mittlerweile CO2-neutral betriebenen Flughafen Wien in seinen Bestrebungen, weiter zur Dekarbonisierung beizutragen und dies auch seinen Kunden zu ermöglichen.

Grüner Wasserstoff wird zudem wichtiger Bestandteil in der Luftfahrt und der Logistik im Fernverkehr als Treibstoff selbst bzw. als unbedingt notwendige Komponente zur Herstellung nachhaltiger Treibstoffe werden.

Wir unterstützen daher alle Aktivitäten, welche die Erforschung von Technologien und Anwendungen von grünem Wasserstoff, sowie insbesondere den raschen Ausbau der Versorgungsinfrastruktur, fördern und forcieren.

Mit freundlichen Grüßen,

**Thomas Valentin**  
Immobilien- und Standortmanagement  
AirportCity Development,  
Parken und Verkehrsanbindung

Flughafen Wien AG  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]  
[REDACTED]

[www.viennaairport.com](http://www.viennaairport.com)

FN 42984m. Sitz: Schwechat  
Firmenbuchgericht Korneuburg

[Datenschutzerklärung](#)

Austrian Gas Grid Management AG (AGGM)  
Floridsdorfer Hauptstraße 1  
1210 Wien, Österreich

per eMail: [netzplanung@aggm.at](mailto:netzplanung@aggm.at)

Wien, am 17. Februar 2023

**Betrifft: Konsultation - Koordinierter Netzentwicklungsplan 2022 (KNEP) & Langfristige und integrierte Planung 2022 (LFP) | Stellungnahme der Industriellenvereinigung (IV)**

Sehr geehrte Damen und Herren,

die Industriellenvereinigung (IV) dankt der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM) für die Möglichkeit zu den Konsultationsentwürfen des **Koordinierten Netzentwicklungsplans 2022** (im Folgenden: **KNEP**) sowie der **Langfristigen und integrierten Planung 2022** (im Folgenden: **LFP**) Stellung nehmen zu können. Bezugnehmend auf die oben genannten Planungsdokumente für die **Gas-Fernleitungsinfrastruktur** (KNEP) sowie **Gas-Verteilernetzinfrastruktur** (LFP) dürfen wir daher wie folgt ausführen:

Grundsätzliche Anmerkungen

Die vorgelegten Dokumente KNEP und LFP sowie darin enthaltene Projekte werden **seitens Industriellenvereinigung (IV) grundsätzlich begrüßt und befürwortet**. Einem **integrierten Planungsgedanken** von Erdgas-, Wasserstoff & Strominfrastruktur entsprechend, legen **KNEP und LFP den Grundstein für mittel- bis langfristige Weichenstellungen** hinsichtlich der künftigen nationalen und transnationalen Gasinfrastruktur.

Die durch den Angriffskrieg Russlands auf die Ukraine ausgelöste **Veränderung der geopolitischen Lage** lies das **Thema Versorgungssicherheit** vor dem Hintergrund **historisch gewachsener Gasflüsse von Ost-West bzw. Nord-Süd** in einem gänzlich anderen Licht erscheinen und hat industrielle Endkunden & Infrastrukturbetreiber vor **elementare Herausforderungen** gestellt, die es innerhalb kürzester Zeit zu adressieren galt. Gemeinsamen Anstrengungen zahlreicher **Stakeholder der Energiewirtschaft, Industrie und Politik** ist es zu verdanken, dass **Endabnehmer** zu jeder Zeit **unterbrechungsfrei** (leitungsgebundenes) **Erdgas** in den vergangenen Monaten **beziehen konnten**. Diese teils gravierend veränderten geopolitischen und energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen **bedingen neue Anforderungen** an die **nationale & europäische Gasinfrastruktur** – sowohl auf **Fern- als auch auf Verteilungsleitungsebene**.

Aus **Sicht der österreichischen Industrie** ist es dabei **unabdingbar** die Themen **Versorgungssicherheit, Leistbarkeit und Dekarbonisierung ganzheitlich** zu **betrachten**, wie in den vorgelegten Planungsdokumenten auch ersichtlich wird. Aufgrund der vielfältigen Einsatz- und Speichermöglichkeiten bilden **gasförmige Energieträger** – ob Erdgas, Wasserstoff oder Biogase – **den Backbone der Versorgungssicherheit im Energiesystem der Zukunft. Gasförmige**

**Energieträger** werden auch **in den kommenden Jahrzehnten** und in einem low-carbon Energiesystem in allen Sektoren (Industrie, Energie, Verkehr, Gebäude) **breite Verwendung** finden, wollen wir ambitionierte Klimaziele erreichen. Folglich ist auch die **Dekarbonisierung ohne entsprechende Gasinfrastruktur zum Transport und Verteilung** ebensolcher gasförmiger Energieträger auf allen Netzebenen in Zukunft **nicht darstellbar**.

Diesen Gegebenheiten Rechnung tragend **unterstützen wir seitens der Industriellenvereinigung (IV) die im NKEP & LFP dargestellten Projekte zur Diversifizierung von Gaslieferquellen und Stärkung der Versorgungssicherheit** bei gleichzeitiger Berücksichtigung des **Markthochlaufes für klimaneutralen Wasserstoff und Biogas**. Insbesondere die dargelegten **Investitionen in die Versorgungssicherheit** sowie die in den Plänen aufgezeigten **Entwicklungspotenziale für den Transport von Wasserstoff** bilden eine **solide Grundlage** für eine **zukunftsfitte und sichere Gasinfrastruktur** in Österreich.

Bei der **Planung und Errichtung** der hierfür notwendigen **Infrastruktur** gilt es aus unserer Sicht **möglichst kosteneffizient vorzugehen**. Wie auch im NKEP angesprochen müssen hierfür neue bzw. alternative Formen der Finanzierung gefunden werden, die einerseits das **Risiko für Betreiber von neuer oder ausgebauter Infrastruktur minimieren** und andererseits **erhöhte Kosten nicht direkt auf Endkunden** (Marktteilnehmer) mittels **erhöhter Systemnutzungsentgelte umwälzen**. Letzteres wäre insbesondere in Zeiten angespannter Versorgungslagen und erhöhten Energiepreisen **kontraproduktiv für die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandortes Österreich**. Etwaige **alternative Finanzierungsmöglichkeiten** mittels **europäischer Fördermittel** oder eine **Teilfinanzierung durch die öffentliche Hand** sind hier beispielhaft zu erwähnen. Der im NKEP enthaltene Ansatz für das Projekt „Entry Murfeld“ den Status eines Wasserstoff PCI-Projektes zu erlangen ist folglich begrüßenswert.

Die **erstmalige und integrierte Betrachtung des Hochlaufes eines Wasserstoffmarktes** und die damit verbundenen Anforderungen an die Leitungsinfrastruktur **in KNEP und LFP** ist aus **Sicht der Industrie ebenfalls positiv zu bewerten**. Die Entwicklung eines Wasserstoffmarktes bedarf einer solch integrierten Darstellung der gesamten Wertschöpfungskette, von der **Erzeugung** über den **Transport** bis hin zum **Verbrauch**. Angesichts der rasch fortschreitenden Entwicklung des Europäischen Rechtsrahmen für den künftigen Wasserstoffmarkt und steigender Bedarfe der Industrie zur Umstellung von Produktionsprozessen muss schon heute der Grundstein gelegt werden. Neben den in den Planungsdokumenten dargestellten Anforderungen an die Wasserstoffinfrastruktur gilt es hierfür ebenso politische Weichenstellungen für den **Import von Wasserstoff** – aufbauend auf österreichischen Wasserstoffstrategie – **zu forcieren, da Österreich seinen prognostizierten H<sub>2</sub>-Bedarf nicht aus heimischer Produktion allein wird decken können**.

Im Folgenden wird auf **einzelne Aspekte der beiden Planungsdokumente** eingegangen:

#### Anmerkungen zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 (KNEP)

Seitens **Industriellenvereinigung begrüßen** wir die im **Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) vorgelegten Infrastrukturprojekte auf Fernleitungsnetzebene** von Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH. Im Besonderen der **vorgesehene Ausbau des WAG-**

**LOOPS (bidirektional), Entry Murfeld sowie Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf** schaffen wichtige zusätzliche Kapazitäten und Flexibilisierung der möglichen Gasflüsse.

Die zeitnahe Umsetzung dieser ist für den **nachhaltigen Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit Österreichs** und unserer Rolle als **Gasdrehscheibe Europas** von besonderer Bedeutung. Ein Ausbau der Gas- und Wasserstoffinfrastruktur auf der Fernleitungsnetzebene kann nur in enger, grenzüberschreitender Abstimmung mit europäischen Partnern, deren Netze vorgelagert sind (bspw. DE, IT), gelingen. Diese Abstimmung ist in weiterer Folge fortzuführen.

Eine **verstärkte Differenzierung von Importrouten und Gaslieferquellen**, bspw. aus Deutschland und/oder Italien & Südosteuropa mittels Ausbau von Reverse Flow Kapazitäten & effizienterer Nutzbarmachung ist ebenso von Bedeutung wie die Schaffung von Importmöglichkeiten von Wasserstoff über Projekte des NKEP. Österreichs geographische Position als Binnenland ist im Hinblick auf den künftigen Wasserstoffimport eine große Herausforderung. Der Entfall anderweitiger Transportmöglichkeiten bedingt eine rasche Anbindung des heimischen Fernleitungsnetz an die entstehende europäische Wasserstoffleitungsinfrastruktur, um die Versorgung der österreichischen Industrie zu gewährleisten und etwaige Standortnachteile zu vermeiden.

#### Anmerkungen zur Langfristigen und integrierten Planung 2022 (LFP)

Auf Ebene der Verteilernetzinfrastruktur zur Versorgung von (industriellen) Endkunden sehen wir im **gegenständlichen LFP** einen entscheidenden **ersten Meilenstein zur Etablierung eines heimischen Wasserstoffnetzes**. Wir begrüßen explizit die Aufnahme des „H2 Collector Ost“ und unterstützen die **rasche Umsetzung des hierfür notwendigen Netzausbaus** zur Attraktivierung des österreichischen Industriestandortes. Das gegenständliche Projekt verdeutlicht auch, dass die heimische Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff nicht unbedingt in unmittelbarer Nähe zu Industriezonen, wo dieser verbraucht wird, stattfindet. **Umso wichtiger ist der umfassende Aus- & Umbau des heimischen Gasnetzes.**

Abschließend darf angeführt werden, dass die zur Konsultation **vorgelegten Dokumente** hinsichtlich der Gas-Fernleitungsinfrastruktur (KNEP) und der Gas-Verteilernetzinfrastruktur (LFP) aus unserer Sicht jedenfalls die in §63 & §22 GWG 2011 genannten Zwecke und Zielsetzungen erfüllen – insbesondere im Hinblick auf Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit – und daher **seitens Industriellenvereinigung (IV) unterstützt werden**. **KNEP und LFP** sollen insbesondere auch eine **fachgerechte Berücksichtigung** im derzeit in Vorbereitung befindlichen **ÖNIP** finden.

Wir danken für die Möglichkeit zur Stellungnahme und ersuchen um Berücksichtigung der genannten Anliegen.

Mit besten Grüßen

DI Dieter Drexel eh  
stv. Bereichsleiter

Maximilian Mauthe, MSc. eh  
Experte Energiepolitik

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

per Mail an: netzplanung@aggm.at

Wien, am 25.01.2023

## **Stellungnahme zur Langfristigen und integrierten Planung 2022 und des Koordinierten Netzentwicklungsplanes 2022**

Sehr geehrte Damen und Herren!

Österreichs Gasversorgung ist nach wie vor stark von russischen Erdgas abhängig. In absoluten Zahlen bedeutet dies, dass im Zeitraum Jänner bis November 2022 rund 62 TWh russisches Pipelinegas in Österreich verbraucht bzw. eingespeichert wurden. Dies entspricht rund 2/3 des Jahresbedarfs an Gas.

Die Abhängigkeit von Russland konnte noch nicht in dem gewünschten Ausmaß reduziert werden. Hauptgrund dafür sind fehlende Investitionen in das österreichische Gasnetz und insbesondere in die vorgelagerten Netze in Deutschland und Italien. Vor allem eine Wiederbefüllung unserer heimischen Gasspeicher für den Winter 23/24 wird aufgrund dieser Versäumnisse ohne Gas aus Russland nicht möglich sein.

Die vom BMK kommunizierten Zahlen, dass Österreich nur mehr zu 23% (Oktober 2022) von russischem Erdgas abhängig sei, stellen eine punktuelle Betrachtung der Gasflüsse nach Österreich in einem Monat dar. Sie berücksichtigen nicht, dass das Gas in unseren Speichern zu einem großen Teil aus Russland stammt und auch aus Deutschland importierte LNG-Mengen teils russischer Herkunft sind.

Für mehr Unabhängigkeit von russischem Gas braucht Österreich daher Investitionen in die Gas-Infrastruktur, um Gastransportflüsse aus nicht-russischen Quellen zu gewährleisten und die heimische Produktion von Grünem Gas zu erhöhen. Hierbei ist auch Bedacht darauf zu nehmen, dass diese notwendigen Infrastrukturen zukunftssicher und daher wasserstofftauglich ausgelegt sein sollten.

Entscheidend ist in diesem Zusammenhang aber vor allem eine entsprechende Energiestrategie auf europäischer Ebene. Nur mit einem abgestimmten Ausbau der Gasinfrastruktur auch in vorgelagerten, ausländischen Netzen (insbesondere in Deutschland und Italien) sind Investitionen in Österreich wirklich sinnvoll. Österreich sollte sich mit aller Kraft dafür einsetzen, um hier länderübergreifende Lösungen zu finden.

Die zur Konsultation aufliegende **langfristige und integrierte Planung 2022 (LFiP)** und der **koordinierte Netzentwicklungsplan 2022 (KNEP)** berücksichtigen die oben angeführten Punkte und **fördern insbesondere die Integration von erneuerbarem Wasserstoff in das Energiesystem** und stellen damit eine wesentliche **Voraussetzung für den raschen Aufbau einer funktionierenden Wasserstoffwirtschaft in Österreich dar. Diese Bestrebungen sind aus unserer Sicht zu begrüßen.**

Wir danken für die Möglichkeit der Stellungnahme, bitten um Berücksichtigung und stehen für weitere Fragen gerne zur Verfügung.

Freundliche Grüße



Mag. Michael Mock  
Geschäftsführer



## **Stellungnahme von RHI Magnesita GmbH zur Langfristigen und integrierten Planung 2023 (LFiP 2023) und zum Koordinierten Netzentwicklungsplan KNEP 2023**

RHI Magnesita GmbH bedankt sich für die Möglichkeit, zu den vorgelegten Planungsdokumenten im Bereich der Gas-Verteilnetzinfrastruktur (LFiP) sowie der Gasfernleitungsinfrastruktur (KNEP) 2023 Stellung nehmen zu können.

RHI Magnesita GmbH beschäftigt und engagiert sich intensiv im Bereich grüner Wasserstoff. Aufgrund der Tatsache, dass heimisch erzeugbare Wasserstoffmengen den hohen Industriebedarf nicht kosteneffizient decken werden können, müssen Importrouten für den Import von grünem Wasserstoff aus Drittstaaten erschlossen werden. Die Entwicklung einer dezidierten Leitungs-Infrastruktur für Wasserstoff ist daher von essenzieller Bedeutung.

Es ist begrüßenswert, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die damit verbundenen umfassenden Anforderungen an die Leitungsinfrastruktur in der LFiP 2023 sowie dem KNEP eine erstmals bedeutende Rolle spielen.

Die Entwicklung der Wasserstoff-Wirtschaft kann nur durch einen synchronisierten Hochlauf der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch gelingen. Die einzelnen Wertschöpfungsstufen sind eng miteinander verwoben und bedingen sich gegenseitig - für Investitionsentscheidungen in einer Wertschöpfungsstufe ist Planungssicherheit in anderen Stufen der Wertschöpfungskette Grundvoraussetzung.

Um unseren Unternehmensstandort(e) zukünftig mit Wasserstoff versorgen zu können, werden auch frühzeitige Planungen von dezidierten Leitungen im Verteilnetzgebiet benötigt wie sie in der Langfristigen und integrierten Planung (LFiP) dargestellt wurden. Auch die Umsetzung des Projekts „H2Collector Ost“ ist ein wichtiger Schritt, da es als Vorzeigeprojekt eine Blaupause für die zukünftige Versorgung von anderen Industriestandorten mit grünem Wasserstoff dienen kann.

Die im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) präsentierten Projekte von Gas Connect Austria und Trans Gas Austria werden von RHI Magnesita GmbH ausdrücklich begrüßt. Die Schaffung der entsprechenden Rahmenbedingungen zur Realisierung ist aus Sicht von RHI Magnesita GmbH prioritär für den Wirtschafts- und Industriestandort Österreich. Die geographische Lage Österreichs als Binnenland in Zentrum Europas ist im Hinblick auf den geplanten Import von grünem Wasserstoff eine große Herausforderung. Es ist essenziell, dass das österreichische Fernleitungsnetz rasch an die entstehende Wasserstoff-Leitungsinfrastruktur angebunden wird, um die Wasserstoffversorgung der Industrie langfristig zu gewährleisten und Standort- sowie Wettbewerbsnachteile zu vermeiden.

Es wird einer umfassenden und gemeinsamen Kraftanstrengung von Politik, Regulatoren und Unternehmen bedürfen, um die Synchronisierung des Hochlaufs der Wasserstoff-Import-Wertschöpfungskette über Länder- bzw. Kontinentalgrenzen entsprechend zu gewährleisten. Die Integration von entsprechenden Projekten im KNEP und LFiP wird daher von RHI Magnesita GmbH als wichtigen Schritt angesehen.

## **Stellungnahme der VERBUND AG zur Langfristigen und integrierten Planung 2022 (LFiP 2022) und zum Koordinierten Netzentwicklungsplan 2022 (KNEP 2022)**

VERBUND bedankt sich für die Möglichkeit, zu den vorgelegten Planungsdokumenten im Bereich der Gas-Verteilnetzinfrastruktur sowie der Gas-Fernleitungsinfrastruktur 2022 Stellung nehmen zu können.

Seit einigen Jahren beschäftigt sich VERBUND intensiv mit der Entwicklung von Projekten im Bereich grüner Wasserstoff. Ziel dieser Projekte ist es, den österreichischen Industriestandort in einem zukünftig klimaneutralen Europa mit grünem Wasserstoff zu versorgen und so einen substantziellen Beitrag zur Erreichung der österreichischen bzw. europäischen Klima- und Energieziele zu leisten. Die Wasserstoff-Aktivitäten des Konzerns verfolgen grundsätzlich zwei strategische Stoßrichtungen: Zum einen soll die Versorgung der heimischen Industrie über lokale Elektrolyseprojekte sichergestellt werden. Zum anderen – insbesondere auch aufgrund der Tatsache, dass die realistisch im Inland erzeugbaren Mengen den hohen Industriebedarf nicht werden decken können – sollen auch Importrouten für den Import von grünem Wasserstoff aus Drittstaaten erschlossen werden.

Im Zuge der LFiP wurde der zukünftige grundsätzliche Wasserstoffbedarf basierend auf Befragung der Netzbetreiber dargestellt. Es wird ein Bedarf von ca. 12 TWh im Jahr 2030 und 47 TWh im Jahre 2040 angegeben. VERBUND beschäftigt sich seit 2019 mit dem Thema des Wasserstoffbedarfs. Die konzerninternen Einschätzungen, basierend auf einer top-down und bottom up Abfrage unter Berücksichtigung regulatorischer Unsicherheiten, kommen im Hinblick auf den Bedarf im Jahre 2040/2050 zu ähnlichen Schlussfolgerungen.

Sowohl für die Entwicklung von lokalen Projekten als auch für den zukünftigen Wasserstoff-Import ist die rasche Etablierung einer dedizierten Leitungsinfrastruktur für Wasserstoff von essenzieller Bedeutung. Es ist begrüßenswert, dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft und die damit verbundenen umfassenden Anforderungen an die Leitungsinfrastruktur in der LFiP 2022 sowie dem KNEP 2022 eine bedeutende Rolle spielen.

Die Entwicklung der Wasserstoff-Wirtschaft kann nur durch einen synchronisierten Hochlauf der gesamten Wasserstoff-Wertschöpfungskette von der Erzeugung über den Transport bis hin zum Verbrauch gelingen. Die einzelnen Wertschöpfungsstufen sind eng miteinander verwoben und bedingen sich gegenseitig - für Investitionsentscheidungen in einer Wertschöpfungsstufe sind entsprechende Hochlaufentwicklungen bzw. zumindest Planungssicherheit in anderen Stufen Grundvoraussetzung. Für zukünftige Produzenten von grünem Wasserstoff ist insbesondere die rasche Entwicklung einer Wasserstoff-Infrastruktur essenziell, um die konkrete Upstream-Projektentwicklung vorantreiben zu können und Projekte auch zeitnah zu realisieren. Ohne entsprechende Leitungen kann der erzeugte Wasserstoff nicht zu den Abnehmern transportiert werden. Fehlt Planungssicherheit

hinsichtlich des Transports des Wasserstoffs von der Erzeugung zu den Endkunden, können keine entsprechenden Abnahmeverträge abgeschlossen werden, wodurch wiederum erzeugungsseitige Investitionsentscheidungen verzögert werden. Der Hochlauf der gesamten Wertschöpfungskette kommt ins Stocken.

VERBUND begrüßt daher, dass in der LFIP für das Verteilnetz der H2 Collector Ost bereits mit detaillierten Variantenplanungen enthalten ist. Diese Leitung ist essenziell für die Realisierung des Projekts Pannonian Green Hydrogen (PanHy), das VERBUND gemeinsam mit der Burgenland Energie entwickelt. Es handelt sich dabei um die derzeit größte österreichische Elektrolyse-Anlage (60 MW in der ersten Ausbaustufe, 300 MW im Endausbau<sup>1</sup>), welche laut Plan bereits Ende 2026 in Betrieb gehen soll. In diesem Projekt wird jedoch auch die Problematik deutlich, dass Regionen mit guten Wasserstoffherzeugungsbedingungen (wie z.B. das Nordburgenland mit hohen Winderträgen) nicht unbedingt auch jene Regionen sind, wo Wasserstoff benötigt wird (Industriezonen). Um einen zeitnahen Abtransport des grünen Wasserstoffs zu ermöglichen, wurde das Projekt „H2Collector Ost“ ausgearbeitet. Dieses Vorzeigeprojekt plant Österreichs erste reine Wasserstoff-Leitung zur Verbindung von guten Elektrolyse-Standorten mit einem industriellen Verbrauchszentrum und ist somit Blueprint für die Umsetzung von kommerziellen Wasserstoff-Wertschöpfungsketten. Damit das Projekt PanHy in Realisierung gehen kann, braucht es eine Sicherheit, dass der produzierte grüne Wasserstoff abtransportiert werden kann. Daher ist die zeitnahe Entscheidung zu den regulatorischen Realisierungsoptionen für die Leitung dringend geboten, damit weitere Planungsschritte im Projekt PanHy in die Wege geleitet werden können

Um die prognostizierten Wasserstoff-Bedarfe decken zu können, sind neben lokaler Erzeugung in Österreich insbesondere Importe über bestehende und neue Pipelinesysteme erforderlich. Die im Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) präsentierten Projekte von Gas Connect Austria GmbH und Trans Austria Gasleitung GmbH werden von VERBUND ausdrücklich begrüßt. Die Schaffung der entsprechenden Rahmenbedingungen zur Realisierung ist aus Sicht von VERBUND von zentraler Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Österreich. Die geographische Lage Österreichs als Binnenland in Zentrum Europas ist im Hinblick auf den geplanten Import von grünem Wasserstoff eine große Herausforderung, da andere Transportwege, wie beispielsweise der Seetransport und die Anlandung über große Häfen, nicht möglich ist. Es ist daher essenziell, dass das österreichische Fernleitungsnetz rasch an die entstehende europäische Wasserstoff-Leitungsinfrastruktur angebunden wird, um die Versorgung der österreichischen Industrie langfristig zu gewährleisten und Standortnachteile zu vermeiden. Durch die Schaffung grenzüberschreitender bidirektionaler Transportkapazitäten für Wasserstoff wird neben signifikanten Wasserstoff-Importmöglichkeiten für Österreich auch der Transit von beträchtlichen Mengen an Wasserstoff in umliegende Verbrauchsregionen, wie z.B. den

---

<sup>1</sup> Entspricht rund einem Drittel der Zielsetzung der österreichischen Wasserstoffstrategie.

südbayerischen Raum, ermöglicht. Unter diesen Voraussetzungen kann sich Österreich als wichtige Wasserstoff-Drehscheibe in Zentraleuropa etablieren.

Die Entwicklungen der letzten Monate haben gezeigt, dass es für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in Bezug auf Erdgas für die österreichische Volkswirtschaft essenziell ist, Importmöglichkeiten so rasch wie möglich zu flexibilisieren und zu diversifizieren. Allen voran schaffen ein Ausbau der WAG sowie die Auskreuzung der SOL am grenzquerenden Punkt Murfeld wichtige zusätzliche Kapazitäten, um die Bedarfe von Gas aus nicht-russischen Quellen, etwa LNG aus Nordwesteuropa und über Krk, zu decken. Zentral bei beiden Projekten (WAG-Loop und Entry Murfeld) ist zudem, dass sie wasserstofftauglich konzipiert werden und somit nicht nur zur kurzfristigen Erhöhung der Versorgungssicherheit mit Erdgas bzw. LNG beitragen, sondern auch in Kombination mit den im KNEP angeführten Wasserstoff-Projekten wesentliche Elemente für die Entstehung einer zukünftigen europäischen Wasserstoff-Infrastruktur darstellen. VERBUND begrüßt die Möglichkeit zur Verknüpfung von Erdgas- und Wasserstoffprojekten hin zu einer integrierten Netzplanung.

Wie oben in den Anmerkungen zur LFiP bereits beschrieben, ist auch im Hinblick auf den Import von grünem Wasserstoff das Vorhandensein einer Leitungsinfrastruktur die Grundvoraussetzung für den Hochlauf von Erzeugungskapazitäten. Es wird einer umfassenden und gemeinsamen Kraftanstrengung von Politik, Regulatoren und Unternehmen bedürfen, um die Synchronisierung des Hochlaufs der Import-Wertschöpfungskette über Länder- bzw. Kontinentalgrenzen entsprechend zu gewährleisten.

**Kontakt:**

Wien, 27. Jänner 2023

VERBUND AG  
Mag. Roland Langthaler  
Am Hof 6a, 1010 Wien  
Tel: +43 (0)50313-53116  
E-Mail: [roland.langthaler@verbund.com](mailto:roland.langthaler@verbund.com)  
[www.verbund.com](http://www.verbund.com)