

Präventionsplan Gas der Republik Österreich

gemäß Artikel 8 und Artikel 9 der VERORDNUNG (EU) 2017/1938 DES
EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 25. Oktober 2017
über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und
zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010

ENTWURF

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie, Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Gesamtumsetzung: Stabsstelle Krisenmanagement und Energielenkung
Wien, 2023. Stand: 29. August 2023

Inhalt

Allgemeine Angaben	5
1.1 Zuständige Behörde	5
1.2 Risikogruppen	5
2 Beschreibung des österreichischen Gasnetzes.....	6
2.1 Gaswirtschaftliche Kennzahlen Österreichs	6
2.2 Marktgebiete	8
2.3 Fernleitungsnetz	8
2.4 Verteilernetz	9
3 Zusammenfassung der nationalen Risikobewertung	10
3.1 Risikobewertung Marktgebiet Ost.....	10
3.1.1 Risikoelemente	10
3.1.2 Mögliche Störungen.....	11
3.1.3 Schwere der möglichen Störungen.....	12
3.1.4 Wahrscheinlichkeit	12
3.1.5 Risikomatrix	12
3.1.6 Mögliche Störungen im hohen Risikobereich.....	13
3.1.7 Mögliche Störungen im moderaten Risikobereich	14
3.2 Risikobewertung Marktgebiete Tirol und Vorarlberg:	16
3.2.1 Risikoelemente	16
3.2.2 Mögliche Störungen.....	17
3.2.3 Risikomatrix	18
3.2.4 Mögliche Störungen.....	18
4 Infrastrukturstandard	20
4.1 Größte einzelne Gasinfrastruktur	20
4.2 N – 1-Formel	20
4.3 Berechnung des Infrastrukturstandards für Österreich	20
4.4 Grenz-Netzkopplungspunkte:.....	22
5 Versorgungsstandard	23
5.1 Gesetzliche Grundlage	23
5.2 Berechnung der benötigten Mengen und Leistungen.....	24
5.3 Durchführung des Monitorings	25
5.4 Vorgaben für die Erfüllung des Versorgungsstandards.....	25
5.5 Auswirkungen, Wirksamkeit und Effizienz der Maßnahme	26
5.6 Ergebnisse der Erhebung 2022	26
5.7 Geplante Ausweitung des Versorgungsstandards.....	27
6 Präventionsmaßnahmen	28
6.1 Gasspeicherung.....	28
6.1.1 Strategische Gasreserve der Republik	28
6.1.2 Speicheranreize – geschützte Gasmengen	28
6.1.3 Direkte Anbindung sämtlicher österreichischer Gasspeicher	28
6.1.4 Use-it-or-lose-it.....	28

6.1.5 Optionen für Ausgleichsenergie (Market Maker).....	29
6.2 Diversifizierung	29
6.2.1 Importe über alternative Routen.....	29
6.2.2 Gasdiversifizierungsgesetz.....	29
6.3 Gasverbrauchsreduktion und Energieeffizienz.....	30
6.3.1 Energiesparkkampagne	30
6.3.2 Energieeffizienzgesetz	30
6.3.3 Ausbau erneuerbarer Energie.....	31
6.3.4 Raus aus Öl und Gas.....	32
6.3.5 Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWG)	32
6.3.6 Umweltförderung im Inland (UFI)	32
6.4 Sonstige Präventionsmaßnahmen.....	32
6.4.1 Langfristige Planung (LFP).....	33
6.4.2 Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP).....	35
7 Sonstige Maßnahmen und Verpflichtungen	38
7.1 Die technische Qualität der Netzdienstleistung.....	39
7.2 Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung	40
8 Infrastrukturprojekte.....	42
8.1 Integrierter Netzinfrstrukturplan (NIP).....	42
8.2 Ten-Year-Network Development-Plan	42
8.3 Projects of Common Interest – österreichische Projektkandidaten Wasserstoffinfrastruktur	43
9 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit.....	45
10 Konsultation der Interessenträger	47
11 Regionale Dimension.....	48
Tabellenverzeichnis.....	49
Abbildungsverzeichnis.....	50
Abkürzungen.....	51

Allgemeine Angaben

1.1 Zuständige Behörde

Die für die Erstellung des Präventionsplans Gas zuständige Behörde ist das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie. Die Erstellung erfolgte in Zusammenarbeit mit der Regulierungsbehörde E-Control und dem Markt- und Verteilergebietsmanager, der Austrian Gas Grid Management AG (AGGM).

1.2 Risikogruppen

Österreich ist Mitglied in folgenden Risikogruppen:

- Gasversorgung Ost:
 - Risikogruppe „Ukraine“
 - Mitglieder: Bulgarien, Tschechien, Dänemark, Deutschland, Griechenland, Kroatien, Italien, Luxemburg, Ungarn, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien, Slowakei und Schweden
 - Risikogruppe „Ostsee“
 - Mitglieder: Belgien, Tschechien, Dänemark, Deutschland, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Slowakei und Schweden
- Gasversorgung Nordafrika:
 - Risikogruppe „Algerien“
 - Mitglieder: Griechenland, Spanien, Frankreich, Kroatien, Italien, Malta, Österreich, Portugal und Slowenien
 - Risikogruppe „Libyen“
 - Mitglieder: Kroatien, Italien, Malta, Österreich und Slowenien
- Gasversorgung Südost
 - Risikogruppe „Südlicher Gaskorridor – Kaspisches Meer“
 - Mitglieder: Bulgarien, Griechenland, Kroatien, Italien, Ungarn, Malta, Österreich, Rumänien, Slowenien und Slowakei

2 Beschreibung des österreichischen Gasnetzes

Das österreichische Gasnetz ist ein historisch gewachsenes System, welches aufgrund seiner geografischen Lage in der Vergangenheit eine wichtige Drehscheibe für die Weiterverteilung von russischem Erdgas vorwiegend nach Süd- und Westeuropa war. In den letzten Monaten sind nicht zuletzt auf Grund des russischen Angriffskriegs gegen die Ukraine allerdings auch vermehrt Gasflüsse von West nach Ost zu beobachten.

Im Fokus der Entwicklung des Gasnetzes liegt die Sicherstellung und Erhöhung der Versorgungssicherheit für die österreichischen Gaskunden und jener der benachbarten Länder.

Das österreichische Gasnetz besteht aus drei Leitungsebenen:

- **Fernleitungen** für den Import und Export von Gas mittels Hochdruckleitungen
- **Verteilerleitungen der Ebene 1** für den überregionalen Gastransport in Österreich
- **Verteilerleitungen der Ebene 2 und 3** für die regionale Verteilung an Endkunden

Neben den Fern- und Verteilerleitungen sind auch Speicheranlagen sowie Erdgas- und Biomethananlagen Teil des österreichischen Gasnetzes.

Das österreichische Gasnetz ist durch drei Marktgebiete gekennzeichnet. Das Marktgebiet Ost ist das größte, in dem zwei Fernleitungsnetzbetreiber den Transit von Gas verwalten. Die Netze von Trans Austria Gasleitung GmbH (TAG GmbH) und Gas Connect Austria sind in Baumgarten miteinander verbunden. Aus Baumgarten kommt traditionell der größte Teil des Gasflusses. Das Verhältnis zwischen Gastransit und Verbrauch in Österreich betrug in den letzten Jahren etwa 5 zu 1.

Die geringeren Gasflüsse von Russland in die EU lösten im Jahr 2022 einen höheren Gasfluss von Deutschland nach Österreich aus. Die Gasflüsse im TAG-System wurden in der Vergangenheit im Normalfluss (von Norden nach Süden) betrieben. Seit 2022 wurde aufgrund der geopolitischen Lage regelmäßig ein physischer Fluss aus Italien nach Österreich realisiert.

2.1 Gaswirtschaftliche Kennzahlen Österreichs

Österreich verfügt über Gasfelder in Niederösterreich, Oberösterreich und Salzburg, welche 2021 ca. 7,6 TWh und damit ca. 8 % des Inlandsverbrauches produzierten.

An unterirdischen Erdgasspeichern besitzt Österreich eine sehr hohe Kapazität (97,64 TWh) im Verhältnis zur Größe des Landes und seinem Gasbedarf. Die bestehenden Speicheranlagen sind damit in der Lage, rund 100 Prozent des Inlandsgasverbrauchs eines Jahres einzuspeichern.

Erdgas Produktion

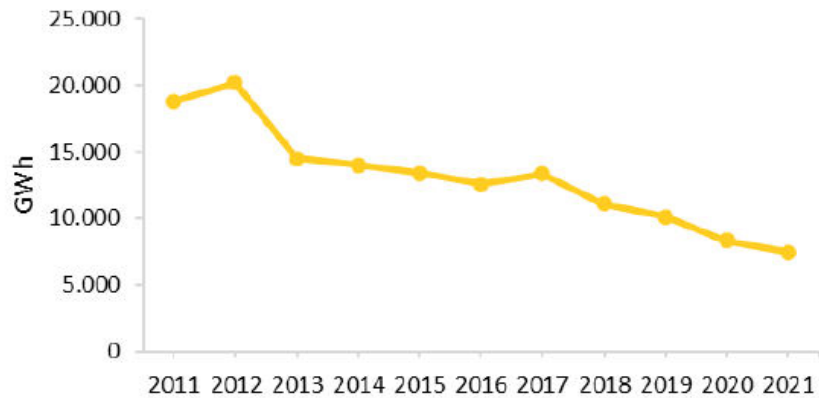


Abbildung 1: Erdgasproduktion in AT 2021; Quelle: AGGM-KNEP 2022

Tabelle 1: Gaswirtschaftliche Kennzahlen Österreichs 2021

Erdgas 2021 in GWh	
Inlandsförderung	7 614
Importe	444 517
Speichersaldo	41 722
Exporte	393 545
Bruttoinlandsverbrauch	100 308
Thermische Kraftwerke	26 697
Heizwerke	2 620
Energetischer Endverbrauch	65 045
Industrie	35 943
Verkehr	2 366
Andere Sektoren	11 211
Haushalte	21 472
Speichervolumen (Arbeitsgas)	97 644

Quelle: Eurostat, 21.08.2023; AGSI+, 16.08.2023

2.2 Marktgebiete

Österreich ist in drei Marktgebiete (MG) aufgeteilt:

- Marktgebiet Ost
- Marktgebiet Tirol
- Marktgebiet Vorarlberg

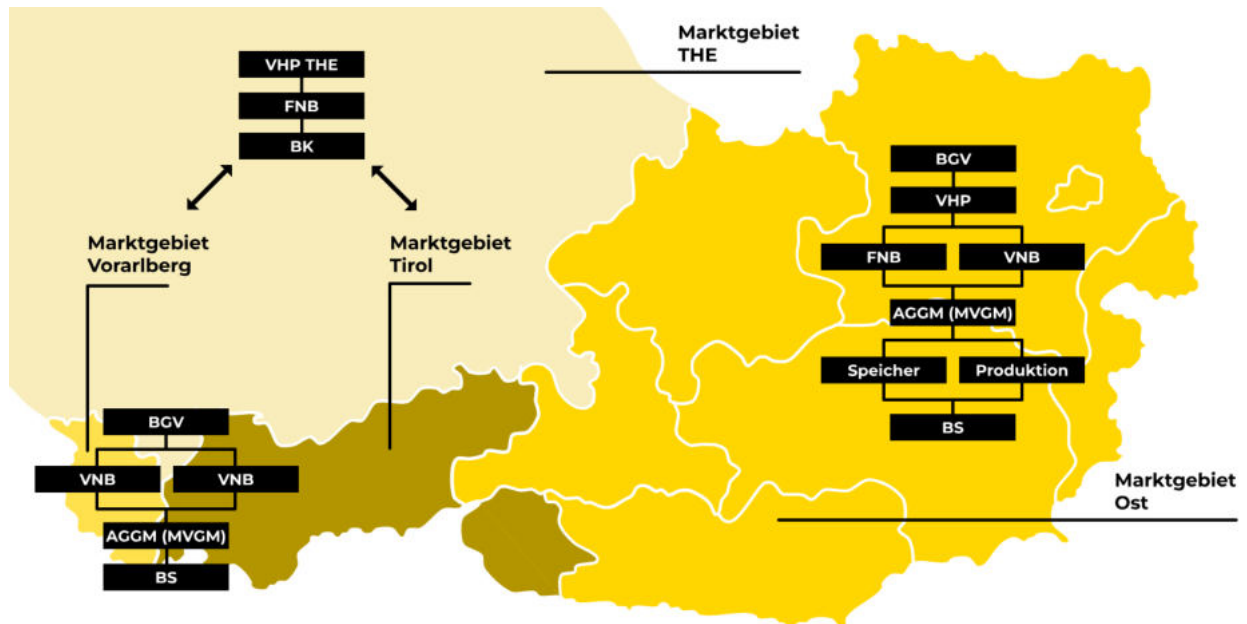


Abbildung 2: Marktgebiete und Marktteilnehmer; Quelle: AGGM

2.3 Fernleitungsnetz

Bei Fernleitungen handelt es sich um Leitungsanlagen zum Transport von Erdgas durch eine Hochdruckleitung oder ein Hochdrucknetz. Die Fernleitungen und ihre Hilfseinrichtungen, z.B. Verdichter- und Messstationen, ermöglichen den Transit von Erdgas durch Österreich sowie die Verbindung an Netzkopplungspunkten über ihre Strecke mit der Netzebene 1. Sie bestreiten zu einem Teil die Inlandsversorgung. Die Trans Austria Gasleitung (TAG) und die West-Austria-Gasleitung (WAG) Leitungen bilden die Hauptachsen im Gasnetz. Das österreichische Fernleitungsnetz verläuft nur durch das Marktgebiet Ost und umfasst ca. 2.000 km Hochdruckleitungen.

Das österreichische Fernleitungsnetz hat sechs Netzkopplungspunkte, zwei mit Deutschland (Oberkappel und Überackern/Burghausen), einen mit der Slowakei (Baumgarten), einen mit Ungarn (Mosonmagyaróvár), einen mit Slowenien (Murfeld/Ceršak) und einen mit Italien (Arnoldstein/Tarvisio). Es gibt einen weiteren Verbindungspunkt mit der Slowakei (Petrzalka), der derzeit nicht genutzt wird.

Die AGGM ist für die Koordinierung der Netzsteuerung sowie die Netz- und Ausgleichsenergiebewirtschaftung im Fernleitungsnetz zuständig.

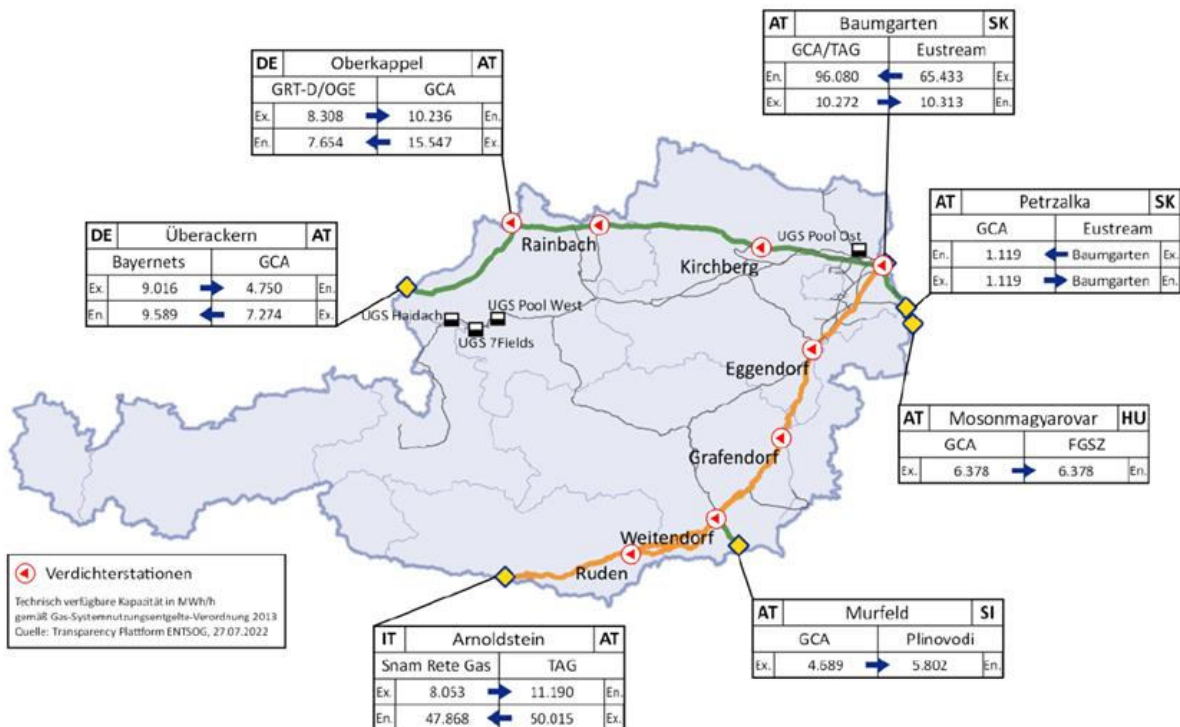


Abbildung 3: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im MG Ost in MWh/h;
 Quelle: AGGM-KNEP 2022

2.4 Verteilernetz

Das österreichische Verteilernetz umfasst alle Marktgebiete (Ost, Tirol und Vorarlberg) und hat insgesamt eine Länge von ca. 44.000 km.

Verteilerleitungen der Ebene 1 (Hochdrucknetz) sind Leitungen, welche mit hohen Drücken von bis zu 70 bar betrieben werden und vorwiegend für die überregionale Gasflusssteuerung und somit großräumige Kundenversorgung notwendig sind. Sie dienen außerdem der Anbindung an Erdgasspeicheranlagen.

Als Verteilergebietsmanager ist die AGGM für die Steuerung der Verteilernetz-Ebene 1 zuständig. Verteilerleitungen der Ebenen 2 und 3 sind Leitungen, die zur unmittelbaren Versorgung von Endkunden dienen und von den Netzbetreibern gesteuert werden. Die überwiegende Anzahl an Endverbrauchern sind über Niederdruckleitungssysteme an die Erdgasversorgung angeschlossen. Das Erdgas wird dabei unter Hoch- oder Mitteldruck in die Nähe der Endverbraucher gebracht und in Druckregelstationen auf Niederdruckniveau reduziert.

Ein Großteil des Erdgases, das aus Russland, Norwegen und aus anderen Ländern nach Österreich importiert wird, gelangt über die Erdgasstation Baumgarten (Niederösterreich) zur Weiterverteilung. Hier wird es übernommen, gemessen, geprüft und für den weiteren Transport verdichtet. Verdichterstationen und viele Mess- und Übergabestationen machen einen effizienten Erdgastransport möglich. Baumgarten dient somit als Drehscheibe des europäischen Erdgastransits.

3 Zusammenfassung der nationalen Risikobewertung

Die nationale Risikobewertung wurde separat für das Marktgebiet Ost und die Marktgebiete Tirol und Vorarlberg durchgeführt.

3.1 Risikobewertung Marktgebiet Ost

3.1.1 Risikoelemente

Untersucht wurden die folgenden 42 Risikoelemente:

- (Internationale) Gasflüsse (5):
 - ENTRY Point Baumgarten (Gasfluss über diesen),
 - ENTRY Point Oberkappel (Gasfluss über diesen),
 - ENTRY Point Arnoldstein (Gasfluss über diesen),
 - ENTRY Point Überackern (Gasfluss über diesen),
 - Keine Gaslieferung aus der Russischen Föderation nach Westeuropa.

- Infrastrukturen (34):
 - (Gasstation) Baumgarten,
 - (Netzkopplungspunkt) Oberkappel,
 - (Netzkopplungspunkt) Arnoldstein,
 - (Netzkopplungspunkt) Überackern,
 - Leitung TAG (Trans Austria Gasleitung),
 - 4 Kompressorstationen entlang der Leitung TAG (Eggendorf, Grafendorf, Weitendorf, Ruden),
 - 9 Auspeisestationen entlang der Leitung TAG (Eggendorf, Grafendorf, St. Margarethen, Weitendorf, Sulmeck/Greith, Ettendorf, Waisenberg, Ebenthal, Finkenstein),
 - Leitung WAG (West Austria Gasleitung),
 - 2 Kompressor- und Auspeisestationen entlang der Leitung WAG (Kirchberg, Rainbach),
 - 3 Auspeisestationen entlang der Leitung WAG (Großgöttfritz, Bad Leonfelden, Arnreith),
 - Leitung Penta West,
 - Kompressorstation Neustift an der Leitung Penta West,
 - Produktionsanlagen von OMV und RAG (2),
 - 6 Speicherstandorte (Haidach, Schönkirchen, Tallesbrunn, Puchkirchen, 7Fields/Zagling, Aigelsbrunn & Haidach 5).

- Ereignisse (3):
 - Preisvolatilität,
 - Unzureichende Investitionen,
 - Plötzliche, unerwartete Nachfragespitzen.

Einige Risikoelemente sind in mehrere Teilsysteme (Komponenten) aufgliedert: z. B.

- Risikoelement Baumgarten untergliedert sich u. a. in
 - 3 Messstationen,
 - 3 Kompressorstationen und
 - Knoten Baumgarten insgesamt.
- Risikoelement Leitung TAG (Trans Austria Gasleitung) untergliedert sich in
 - 7 Sektionen (Leistungsabschnitte).

In Summe sind dies 62 Teilsysteme.

3.1.2 Mögliche Störungen

Pro Teilsystem jedes Risikoelementes sind mehrere Störungen möglich; die Gesamtzahl der untersuchten Störungen beläuft sich auf 498.

Die Kategorien der untersuchten Störungen sind die folgenden:

- Bei den (internationalen) Gasflüssen:
 - Politische Unterstimmigkeit Lieferland / Transitland;
 - Terroranschlag an einer ausländischen Hauptinfrastruktureinrichtung oder Beschädigung in Folge von kriegerischen Auseinandersetzungen
 - Technisches Versagen einer ausländischen Hauptinfrastruktur;
 - Ausfall einer ausländischen Hauptinfrastruktur durch Naturkatastrophe (Hochwasser, Erdbeben, etc.);
- Bei den Infrastrukturen:
 - Brand,
 - Terroranschlag,
 - Naturereignis (Hochwasser, Erdbeben, etc.),
 - Ausfall der Elektrizitätsversorgung,
 - Ausfall der IT-Infrastruktur;
 - Risiken sozialer Art (Streik, Sabotage, Vandalismus, Diebstahl);
- Bei den 3 Ereignissen (Preisvolatilität, unzureichende Investitionen, plötzliche und unerwartete Nachfragespitzen):
 - Starke Preissteigerungen (aufgrund von Engpasssituation in vorgelagerten Netzen oder Spekulationen),
 - Unvorhersehbare Entwicklungen des Bedarfes,
 - Zeitverzögerungen bei der Umsetzung von Investitionsmaßnahmen,

- Nicht prognostizierte Kältewellen.

3.1.3 Schwere der möglichen Störungen

Die Einschätzung der Schwere der Störung erfolgt anhand einer fünfstufigen Skala:

- (1) gering => Keinerlei Gegenmaßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit erforderlich,
- (2) mäßig => Versorgung aller Kunden mit technischen und angebotsseitigen Maßnahmen sichergestellt,
- (3) bedeutend => Versorgung geschützter Kunden mit marktbasierten Maßnahmen sichergestellt,
- (4) schwerwiegend => Versorgung geschützter Kunden nur mit nicht-marktbasierten Maßnahmen sichergestellt,
- (5) sehr schwerwiegend => Keine Versorgung geschützter Kunden sichergestellt;

3.1.4 Wahrscheinlichkeit

Die Einschätzung der Wahrscheinlichkeit des Eintretens der Störung erfolgt anhand einer fünf-stufigen Skala:

- sehr unwahrscheinlich: $E < 0,01$ => seltener als einmal in 100 Jahren,
- unwahrscheinlich: $0,01 \leq E < 0,03$ => einmal in 30 bis 100 Jahren,
- möglich: $0,03 \leq E < 0,1$ => einmal in 10 bis 30 Jahren,
- wahrscheinlich: $0,1 \leq E < 1$ => einmal in 1 bis 10 Jahren,
- sehr wahrscheinlich: $E \geq 1$ => jährlich oder öfter

3.1.5 Risikomatrix

Aus der Kombination von Schwere der Auswirkung und Eintrittswahrscheinlichkeit einer Störung ergibt sich die Position dieser Störung in der Risikomatrix:

Eintrittswahrscheinlichkeit	5	sehr wahrscheinlich mehr als einmal in 10 Jahren	40	8	5	0	5
	4	wahrscheinlich einmal in 10 Jahren	0	0	2	0	0
	3	möglich einmal in 10 - 30 Jahren	41	25	0	1	13
	2	unwahrscheinlich einmal in 30 - 100 Jahren	199	54	6	0	45
	1	sehr unwahrscheinlich seltener als einmal in 100 Jahren	29	14	1	1	9
<i>Risikomatrix - gesamt</i>			<i>gering</i>	<i>mäßig</i>	<i>bedeutend</i>	<i>schwerwiegend</i>	<i>sehr</i>
			1	2	3	4	5
Schwere der Auswirkung							
mögliche Störungen in Bezug auf Risikoelemente / Teilsysteme			Anzahl	%-Anteil			
geringes Risiko			410	82,3%			
moderates Risiko			65	13,1%			
hohes Risiko			23	4,6%			
Summe			498	100,0%			

3.1.6 Mögliche Störungen im hohen Risikobereich

Im Marktgebiet Ost wurden in Summe 23 mögliche Störungen im hohen Risikobereich (alle von regionaler / lokaler Bedeutung) identifiziert.

Sie betreffen die Risikoelemente:

- 1. ENTRY Point Baumgarten (Bezug über UA und SK ist für ein Winterhalbjahr (Oktober bis März) unterbrochen) (2 Störungen)
- 1. ENTRY Baumgarten (Bezug über UA und SK ist für die Einspeicherperiode (April - November) unterbrochen) (2 Störungen)
- 5. keine Gaslieferung aus der Russischen Föderation nach Westeuropa über sämtliche Routen (Bezug über SK dauerhaft unterbrochen) (1 Störung)
- 14. Ausspeisestation Grafendorf (TAG, Verbindung zur Verteilerebene im mittleren Burgenland) (3 Störungen),
- 15. Ausspeisestation St. Margarethen (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in der Süd-Ost-Steiermark und im Süd-Burgenland) (3 Störungen),
- 18. Ausspeisestation Sulmeck-Greith (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in der Süd-Steiermark) (3 Störungen),
- 19. Ausspeisestation Ettendorf (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in Süd-Kärnten / Lavanttal) (1 Störung),
- 21. Ausspeisestation Waisenberg (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in Süd-Kärnten / Völkermarkt) (1 Störung),
- 23. Ausspeisestation Finkenstein (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in Süd-Kärnten / Villach) (1 Störung),
- 26. Ausspeisestation Großgöttfritz (WAG, Verbindung zur Verteilerebene in Nord-Niederösterreich / Zwettl) (3 Störungen),
- 29. Ausspeisestation Arnreith (WAG, Verbindung zur Verteilerebene in Nord-Oberösterreich / Rohrbach) (3 Störungen)

Das Hauptaugenmerk dieser Risikobewertung liegt auf einer langfristigen Unterbrechung der Gaslieferungen aus der Russischen Föderation aufgrund politischer Unstimmigkeiten bzw. als Folge einer Beschädigung ausländischer Infrastruktur aufgrund eines Terroranschlags bzw. als Folge von kriegerischen Auseinandersetzungen.

Empfehlungen zur Risikominderung:

- Prüfung weiterer alternativer Routen aus Norwegen, Nordafrika, Aserbaidschan und von LNG-Terminals und möglicher Infrastrukturprojekte in vorgelagerten Netzgebieten,
- Befüllung der Speicher Haidach und 7Fields aus Deutschland,
- Prüfung der maximal möglichen Entnahmekapazitäten aus den Speichern Haidach und 7Fields bzw. Erhöhung der Entnahmemöglichkeiten,
- Ausbau der Importkapazitäten aus Deutschland (WAG) und Italien,
- Aufrechterhaltung der Strategischen Gasreserve,
- Reduktion des Gasverbrauchs.

Darüber hinaus besteht das Risiko der Unterbrechung der Gasleitung (Ebene 2) unmittelbar nach der Station bzw. Komplettausfall der Ausspeisestation für die Dauer von 1 bis 7 Tagen.

Gründe dafür sind:

- Grabungs- / Baggerarbeiten oder
- Ausfall der Elektrizitätsversorgung oder
- Ausfall kritischer IT-Infrastruktur.

Empfehlungen zur Risikominderung:

- Voraussetzungen schaffen, um das Speichervolumen des Ebene 2 Leitungsnetzes zu klären,
- Voraussetzungen schaffen, um den Einsatz alternativer Einspeisemöglichkeiten zu klären,
- Thematisierung dieser Störungen mit dem betroffenen Verteilernetzbetreiber.

3.1.7 Mögliche Störungen im moderaten Risikobereich

Im Marktgebiet Ost wurden in Summe 65 mögliche Störungen im moderaten Risikobereich identifiziert, 6 davon sind für das gesamte Marktgebiet Ost von Bedeutung, die restlichen von regionaler / lokaler Bedeutung.

Die 6 möglichen Störungen mit Bedeutung für das gesamte Marktgebiet Ost betreffen das Risikoelement:

1. ENTRY Point Baumgarten (Gasfluss über diesen) (6 Störungen)

Konkret bestehen folgende Risiken:

- Keine Lieferung von Gas über UA und SK nach Baumgarten für die Dauer von 4 Wochen,
- Keine Lieferung von Gas über UA und SK nach Baumgarten für ein Winterhalbjahr (Oktober bis März) und
- Keine Lieferung von Gas über UA und SK nach Baumgarten für die Einspeicherperiode (April - November)

Mögliche Gründe:

- (Lange andauernde) politische Unstimmigkeit Lieferland / Transitland oder
- technisches Versagen einer ausländischen Hauptinfrastruktur, keine Reparatur über einen langen Zeitraum,
- Terroranschlag an einer ausländischen Hauptinfrastruktureinrichtung oder Beschädigung in Folge von kriegerischen Auseinandersetzungen, keine Reparatur über einen langen Zeitraum oder
- Reduzierung auf vertragskonforme Mindestlieferungen

Empfehlungen zur Risikominderung:

- Ermittlung der max. techn. Entnahme aus den Speichern OMV, RAG und Uniper für 30 Tage (Winter) bzw. 182 Tage (Winter),
- Prüfung weiterer alternativer Routen aus Norwegen und von LNG-Terminals,
- Prüfung der maximal möglichen Entnahmekapazitäten aus den Speichern Haidach und 7Fields bzw. Erhöhung der Entnahmemöglichkeiten,
- Ausbau der Importkapazitäten aus Deutschland (WAG) und Italien,
- Aufrechterhaltung der Strategischen Gasreserve
- Reduktion des Gasverbrauchs.

Die verbleibenden 59 möglichen Störungen mit Bedeutung regionaler / lokaler Bedeutung betreffen die Risikoelemente:

- 14. Ausspeisestation Grafendorf (TAG, Verbindung zur Verteilerebene im mittleren Burgenland) (6 Störungen),
- 15. Ausspeisestation St. Margarethen (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in der Südost-Steiermark und im südlichen Burgenland) (6 Störungen),
- 18. Ausspeisestation Sulmeck-Greith (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in der Süd-Steiermark) (6 Störungen),
- 19. Ausspeisestation Ettendorf (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in Süd-Kärnten / Lavanttal) (7 Störungen),
- 21. Ausspeisestation Waisenberg (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in Süd-Kärnten / Völkermarkt) (7 Störungen),
- 22. Ausspeisestation Ebental (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in Süd-Kärnten / Klagenfurt) (8 Störungen),

- 23. Ausspeisestation Finkenstein (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in Süd-Kärnten / Villach) (7 Störungen),
- 26. Ausspeisestation Großgöttfritz (WAG, Verbindung zur Verteilerebene in Nord-Niederösterreich / Zwettl) (6 Störungen) und
- 29. Ausspeisestation Arnreith (WAG, Verbindung zur Verteilerebene in Nord-Oberösterreich / Rohrbach) – (Störungen)

Konkret besteht das Risiko des Komplettausfalls der Ausspeisestation für die Dauer von 1 Tag bis zu 2 Monaten.

Mögliche Gründe:

- Brand,
- Terroranschlag,
- Hochwasser / Sturm / Erdbeben,
- Sabotage,
- Vandalismus,
- Diebstahl.

Empfehlungen zur Risikominderung:

- Voraussetzungen schaffen, um das Speichervolumen des Ebene 2 Leitungsnetzes zu klären,
- Voraussetzungen schaffen, um den Einsatz alternativer Einspeisemöglichkeiten zu klären,
- Sicherstellen raschen Reagierens von Bereitschaftsdiensten sowie technische Vorkehrungen im Zusammenhang mit elektrischen Ausfällen.

3.2 Risikobewertung Marktgebiete Tirol und Vorarlberg:

3.2.1 Risikoelemente

In den Marktgebieten Tirol und Vorarlberg wurden die folgenden 4 Risikoelemente und ihre insgesamt 12 Teilsysteme untersucht:

- ENTRY Points in Tirol und Vorarlberg,
 - Übergabepunkt Kiefersfelden zum Netz der TIGAS Erdgas Tirol GmbH,
 - Übergabepunkt Vils zum Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH,
 - Übergabepunkt Lindau zum Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH,
 - Übergabepunkt Leiblach zum Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH,
 - Übergabepunkt Höchst zum Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH,
 - Übergabepunkt Bangs zum Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH.
- Gasflüsse aus /über Deutschland,
 - Netz der TIGAS Erdgas Tirol GmbH bzw. Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH,

- Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH bzw. der Stadtwerke Bregenz GmbH,
- Gaslieferungen aus Russland,
 - Netz der TIGAS Erdgas Tirol GmbH bzw. Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH,
 - Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH bzw. der Stadtwerke Bregenz GmbH,
- Gaslieferungen aus Westeuropa,
 - Netz der TIGAS Erdgas Tirol GmbH bzw. Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH,
 - Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH bzw. der Stadtwerke Bregenz GmbH.

3.2.2 Mögliche Störungen

Pro Teilsystem jedes Risikoelementes sind mehrere Störungen möglich; die Gesamtzahl der untersuchten Störungen beläuft sich auf 25.

Die Kategorien der untersuchten Störungen sind die folgenden:

- ENTRY Points in Tirol und Vorarlberg,
 - Totalausfall für die Dauer von 1 Tag bis 1 Monat wegen
 - technischen Versagens,
 - Sabotage / Anschlag,
 - Naturereignis.
 - Ausfall einer Komponente für die Dauer von 1 Tag wegen
 - technischen Versagens,
 - Sabotage / Anschlag,
 - Naturereignis.
- Gasflüsse aus / über Deutschland,
 - Totalausfall für die Dauer von 1 Tag bis 1 Woche wegen
 - Technischen Versagens,
 - Sabotage / Anschlag,
 - Naturereignis.
 - Teilweiser Ausfall für die Dauer von 1 Tag bis 1 Woche wegen
 - Technischen Versagens,
 - Sabotage / Anschlag,
 - Naturereignis.
 - Teilweiser Ausfall für die Dauer von 1 Tag bis 1 Woche wegen
 - Engpasssituation im vorgelagerten Fernleitungsnetz.
- Gaslieferungen aus Russland,
 - Dauerhafter Totalausfall wegen,
 - Technischen Versagens,
 - Sabotage / Anschlag,
 - Naturereignis,

- Politischem Grund.
- Dauerhafter teilweiser Ausfall wegen,
 - Technischen Versagens,
 - Sabotage / Anschlag,
 - Naturereignis,
 - Politischem Grund.
- Gaslieferungen aus Westeuropa,
 - Totalausfall für die Dauer von 1 Tag bis 1 Woche wegen
 - Technischen Versagens,
 - Sabotage / Anschlag,
 - Naturereignis.
 - Teilweiser Ausfall für die Dauer von 1 Tag bis 1 Woche wegen
 - Technischen Versagens,
 - Sabotage / Anschlag,
 - Naturereignis.

3.2.3 Risikomatrix

Die Einschätzung der Schwere der Störung, die Einschätzung der Wahrscheinlichkeit des Eintretens der Störung und die Ermittlung der Position dieser Störung in der Risikomatrix erfolgten in gleicher Weise wie für das MG Ost.

Eintrittswahrscheinlichkeit [Fälle/Jahr]	5	<i>sehr wahrscheinlich: $E \geq 1$</i>	4	0	0	0	0
	4	<i>wahrscheinlich: $0,1 \leq E < 1$</i>	0	0	0	0	0
	3	<i>möglich: $0,03 \leq E < 0,1$</i>	0	1	0	0	0
	2	<i>unwahrscheinlich: $0,01 \leq E < 0,03$</i>	9	3	1	1	1
	1	<i>sehr unwahrscheinlich: $E < 0,01$</i>	0	1	1	2	1
			<i>gering</i>	<i>mäßig</i>	<i>bedeutend</i>	<i>schwerwiegend</i>	<i>sehr schwerwiegend</i>
			1	2	3	4	5
<i>Schwere der Auswirkung</i>							
mögliche Störungen in Bezug auf Risikoelemente / Teilsysteme					Anzahl	%-Anteil	
geringes Risiko					22	88,0%	
moderates Risiko					3	12,0%	
hohes Risiko					0	0,0%	
Summe					25	100,0%	

3.2.4 Mögliche Störungen

Im Marktgebiet Tirol und im Marktgebiet Vorarlberg wurden 3 mögliche Störungen im moderaten Risikobereich identifiziert.

Diese 3 möglichen Störungen im moderaten Risikobereich betreffen die Risikoelemente:

1. Entry Points Tirol und Vorarlberg (2 Störungen)
2. Gasflüsse aus/über Deutschland (1 Störung)

Konkret bestehen folgende Risiken:

- Totalausfall des Übergabepunktes Kiefersfelden zum Netz der TIGAS Erdgas Tirol GmbH für die Dauer von 1 Tag bis zu 1 Woche,
- Totalausfall des Übergabepunktes Vils zum Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH für die Dauer von 1 Tag bis zu 1 Woche,
- Totalausfall des Netzes der TIGAS Erdgas Tirol GmbH bzw. Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH für die Dauer von 1 Tag bis zu 1 Woche.

Da bereits seit dem kompletten Lieferstopp Russlands nach Deutschland auch kein russisches Gas vertraglich von Tirol und Vorarlberg bezogen wird, gibt es keine Auswirkungen und die Schwere des Risikos beträgt 1.

Mögliche Gründe:

- Technisches Versagen,
- Sabotage/Anschlag,
- Naturereignis und
- politischer Grund.

Empfehlungen zur Risikominderung:

- Vorhaltung kritischer Anlagenkomponenten/Betriebsmittel,
- Intelligente Stationierung der Mechaniker-Teams, sodass kritische Punkte schnellstmöglich erreicht werden können,
- vertragliche Vorkehrungen in neuen Verträgen mit Kunden und Lieferanten,
- Diversifizierung der Beschaffung (mehrere Lieferanten) und
- Überprüfung und Aktualisierung bestehender Vereinbarungen mit angrenzenden Netzbetreibern/Lieferanten.

4 Infrastrukturstandard

Die zuständige Behörde hat die erforderlichen Maßnahmen zu ergreifen, dass bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur die technische Kapazität der verbleibenden Infrastruktur in der Lage ist, die Gasmenge zu liefern, die zur Deckung der Gesamtnachfrage nach Erdgas in dem berechneten Gebiet an einem Tag mit einer außerordentlich hohen Nachfrage benötigt wird, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt.

Es ist anzumerken, dass der Infrastrukturstandard alleine keine aussagekräftige Messgröße für die Versorgungssicherheit eines Landes ist, da

- ausschließlich die Infrastruktur betrachtet wird. Es erfolgt keine Betrachtung, ob an den möglichen Importpunkten auch tatsächlich Gasbezugsquellen vorhanden sind und diese auch genutzt werden.
- Importinfrastruktur wird im MG Ost auch für den Transit durch das MG Ost genutzt, diese Kapazitäten stehen nicht für die Versorgung des MG Ost zur Verfügung.
- Der Infrastrukturstandard ist eine statische Größe. Für eine Bewertung der Versorgungssicherheit muss auch betrachtet werden, ob die als Einspeisepunkte genannten Speicher auch wieder gefüllt werden können.

Das heißt, dass selbst bei einem hohen Infrastrukturstandard die Schaffung von zusätzlichen Kapazitäten erforderlich sein kann.

4.1 Größte einzelne Gasinfrastruktur

Die größte einzelne Infrastruktur Österreichs ist der Netzkopplungspunkt Baumgarten an der Grenze zur Slowakei.

4.2 N – 1-Formel

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m + LNG_m - I_m}{D_{\max}} \times 100$$

4.3 Berechnung des Infrastrukturstandards für Österreich

Für das Marktgebiet Ost ist das Ergebnis der Infrastrukturstandard-Berechnung 172 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasinfrastruktur im Marktgebiet Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 von größer als 100% gerecht wird. 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 insbesondere

dann nicht von einer sicheren Versorgung ausgegangen werden, wenn die größte Infrastruktur Baumgarten (Hauptquelle: Russland) dauerhaft wegfallen sollte und über die verbleibende Infrastruktur die Endkundenversorgung, die Speicherbefüllung gemäß Mindestbevorratung und der Export auf Basis fester Kapazitäten an nachgelagerte Länder bewerkstelligt werden müsste.

$$172 [\%] = \frac{180.45 + 2.1 + 44.07 + 0.0 - 140.34}{50.31} \times 100$$

Tabelle 2: Infrastrukturstandard

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm ³ /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
EPm	180,45	Techn. Kapazität von Einspeisepunkten
Erdgas Produktion OMV	1,76	gebuchte Standardkapazität
Erdgas Produktion RAG	0,30	gebuchte Standardkapazität
Biomethan Produktion	0,05	gebuchte Standardkapazität
Pm	2,10	Max. techn. Produktionskapazität
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
Sm	44,07	Max. techn. Ausspeisekapazität
LNGm	0	Max. techn. Kapazität der LNG-Anlagen
Im	140,34	Techn. Kapazität der größten einzelnen Infrastruktur
Dmax	50,31	Max. tägliche Gasnachfrage Baseline Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
N – 1	172%	

Quelle: AGGM (LFIP 2022); Anmerkung zu 7Fields Fernleitung und Haidach Fernleitung: die Entnahmekapazität ist im Wert für Oberkappel enthalten.

4.4 Grenz-Netzkopplungspunkte:

- Arnoldstein (AT ↔ IT),
- Baumgarten WAG (AT ↔ SK),
- Oberkappel (AT ↔ DE) und
- Überackern ABG und SUDAL (AT ↔ DE).

Kapazitäten für den Umkehrfluss unterliegen keinen besonderen Regelungen, sie sind wie die Kapazitäten in die andere Richtung zu buchen und werden auch gleichbehandelt.

In Österreich gebräuchliche Kapazitätsprodukte sind die folgenden:

- „Frei zuordenbare Kapazität“ (FZK): eine Kapazität, die feste Transporte im gesamten MG ermöglicht und festen Zugang zum Virtuellen Handelspunkt bietet.
- „Dynamisch zuordenbare Kapazitäten“ (DZK): eine Kapazität, die lediglich in Kombination mit spezifizierten Ein- bzw. Ausspeisepunkten als feste Kapazität angeboten werden kann, und eine Nutzung im Zusammenhang mit anderen Ein- bzw. Ausspeisepunkten bzw. dem virtuellen Handelspunkt nur auf unterbrechbarer Basis möglich ist.
- „Unterbrechbare Kapazität“ (UK): die Erdgasfernleitungskapazität, die von dem Fernleitungsnetzbetreiber gemäß den im Transportvertrag festgelegten Bedingungen unterbrochen werden kann. „Standardkapazität“ (SK): die Kapazität an den Ein- oder Ausspeisepunkten in das bzw. aus dem Verteilergebiet. Sie setzt sich aus einem festen und einem unterbrechbaren Anteil zusammen, wobei die Verfügbarkeit des festen Anteils dynamisch ist und vom aktuellen Absatz im Verteilergebiet abhängt. Grenz-Netzkopplungspunkt mit einer Ausnahme gemäß Artikel 5 Absatz 4 der Verordnung (EU) 2017/1938:
- Murfeld (AT) / Ceršak: befristete Ausnahme bis 1. November 2025, gewährt mit dem Bescheid der E-Control V REV G 01/20/3 vom 29.10.2021. Marktbasierte Ausbaumaßnahmen sind davon unberührt und können bei Vorliegen einer ausreichenden Marktnachfrage selbstverständlich realisiert werden. Im KNEP 2022 sind bereits einige Projekte zum Ausbau in Murfeld angedacht.

Mosonmagyaróvár: Bescheid der E-Control V REV G 02/20/3 vom 29.10.2021. Begründung: Es wurde festgestellt, dass nicht-kommerzielle bidirektionale Kapazitäten vorhanden sind, und im Solidaritätsfall Gas über den Grenzkopplungspunkt Mosonmagyaróvár von Ungarn nach Österreich fließen kann. Somit ist die sich aus Verordnung (EU) 2017/1938 ergebende Verpflichtung zur Schaffung von Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen erfüllt.

5 Versorgungsstandard

Auf Grund der Erfahrungen in der Ukraine-Krise 2022 wurde beschlossen, bis auf weiteres nur direkte oder indirekte Speicherkapazitäten für den Nachweis der Einhaltung des Versorgungsstandards Fall c) gelten zu lassen. Zudem wurde der Kreis der geschützten Kunden durch Novellen des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 von Haushaltskunden im ersten Schritt auf grundlegende soziale Dienste und im zweiten Schritt um Fernwärmeanlagen erweitert. Die Regulierungsbehörde kann durch Verordnung nähere Bestimmungen zur Durchführung der Überprüfung, zu den Erhebungsmodalitäten und zur Art der erforderlichen Nachweise erlassen.

5.1 Gesetzliche Grundlage

Artikel 6 VO (EU) 2017/1938 i.V.m. § 121 Abs. 5 Gaswirtschaftsgesetz 2011 (GWG 2011) verpflichtet Versorger, die geschützte Kunden gemäß Art. 2 der VO (EU) 2017/1938 mit Erdgas beliefern, den Versorgungsstandard gemäß Art. 6 dieser Verordnung zu gewährleisten. Die geschützten Kunden sind im Falle Österreichs

- Haushaltskunden, die an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind,
- grundlegende soziale Dienste, die nicht den Bereichen Bildung und öffentliche Verwaltung angehören und die an ein Erdgasverteilernetz angeschlossen sind und
- Fernwärmeanlagen, in dem Ausmaß, in dem sie Wärme an Haushaltskunden, grundlegende soziale Dienste oder kleine und mittlere Unternehmen liefern und keinen Wechsel auf einen anderen Brennstoff als Gas vornehmen können.

Die Versorger dieser geschützten Kunden haben die Versorgung jedenfalls in folgenden Szenarien zu gewährleisten:

- a) extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen;
- b) eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage über einen Zeitraum von 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt; und
- c) für einen Zeitraum von 30 Tagen bei Ausfall der größten einzelnen Gasinfrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen.

Die Nichterfüllung der Verpflichtung gemäß § 121 Abs. 5 GWG 2011 ist mit einer Verwaltungsstrafe von bis zu € 75.000,- bedroht (§ 159 Abs. 2 Z. 12 des GWG 2011).

Gemäß § 24 E-ControlG ist es die Aufgabe der E-Control, die Einhaltung des § 121 Abs. 5 GWG 2011 zu überwachen. Dieser Paragraf enthält die Verpflichtung eines jeden Versorgers geschützter Kunden, den Versorgungsstandard gemäß Art. 6 der Gas-SoS-VO für seine geschützten Kunden zu gewährleisten. Die Regulierungsbehörde hat in Konkretisierung dieser Vorschriften durch Verordnung nähere Bestimmungen zur Durchführung der Überprüfung, zu den Erhebungsmodalitäten und zur Art der erforderlichen Nachweise zu

erlassen. Im Zuge dieser Erhebung ist von diesen Versorgern offenzulegen, mit welchen Beschaffungs- und Speicherverträgen sie die notwendigen Mengen und Kapazitäten zur Erfüllung des Versorgungsstandards sicherstellen.

Erfüllung der Fälle a) und b) des Versorgungsstandards

Als Nachweise für die oben genannten Fälle a) und b) können folgende Verträge vorgelegt werden:

- OTC-Verträge mit einem konkreten Vertragspartner,
- Speicherverträge und
- Termingeschäfte an der Börse.

Anzumerken ist hierbei, dass im Falle von Verträgen mit Erfüllungsort im Ausland (z.B. Übergabepunkt TTF) oder bei Nutzung ausländischer Speicher auch die Transportverträge anzugeben sind, über welche die entsprechende Menge nach Österreich transportiert werden kann. Spot-Verträge können aufgrund der kurzen Lieferfrist hingegen nicht zur Erfüllung des Versorgungsstandards verwendet werden.

Erfüllung des Falles c) des Versorgungsstandards

Zur Erfüllung des Falles c) ist in der Erhebung ausschließlich ein Nachweis über entsprechende Speichervorhaltung (Speicherverträge und monatlich zu erfüllende Speicherfüllstände) zulässig und zu erbringen. Dieser Nachweis kann auch durch den jeweiligen Vorlieferanten erbracht werden.

Diese Regelung zum Nachweis über Speichervorhaltung wurde 2022 umgesetzt und war entsprechend neu für die Versorger der geschützten Kunden. Ergebnisse aus der Umsetzung 2022 sind in Abschnitt 5.6 beschrieben. Auf Grund der langen Vorlaufzeit sollten alle Versorger ihre Verpflichtungen 2023 erfüllen. Letztendlich konnte auch im Jahr 2022 die Gasversorgung aller Kunden sichergestellt werden.

5.2 Berechnung der benötigten Mengen und Leistungen

Da nicht alle Versorger gleichen Zugang zu historischen Verbrauchsdaten – und damit die Grundlage für die Berechnung der in der Verordnung verlangten Mengen und Leistungen – haben, wird die Datenbasis vom Markt- und Verteilergebietsmanager (MVG) (das ist die AGGM Austrian Gas Grid Management AG) je Netzgebiet zur Verfügung gestellt. Hierbei gilt es zu erwähnen, dass die maximalen Verbrauchswerte aus den Monaten Dezember bis Februar für die Szenarien a) und b) der VO (EU) 2017/1938 gleichermaßen je Monat auftreten können. Aus diesem Grund wählt die Regulierungsbehörde E-Control einen sicherheitsbewussten Ansatz und zieht den jeweiligen Maximalwert je Szenario aus den Monaten Dezember bis Februar für alle drei Monate heran. Zur Berücksichtigung der grundlegenden sozialen Dienste wird ein prozentueller Aufschlag auf Basis statistischer Werte herangezogen. Betreiber von Fernwärmanlagen haben die zur Berechnung des vom Versorger einzuhaltenden Versorgungsstandards notwendigen Daten an diesen auf Anfrage zu übermitteln. Betreiber von Fernwärmenetzen können die Berechnungen auf Ebene des Gesamtnetzes anstellen und die benötigte Wärmemenge für den Versorgungsstandard den Fernwärmanlagen zuteilen.

5.3 Durchführung des Monitorings

Die Überwachung der Einhaltung wird anhand einer detaillierten Befragung der Versorger von Endkunden durchgeführt. Für die Befragung wird ein Internetportal genutzt, in dem die Versorger unter anderem die Anzahl der durch sie versorgten Zählpunkte im jeweiligen Netzgebiet angeben sollten. Die benötigten Mengen und Leistungen für die Erfüllung des Versorgungsstandards werden dann mittels Multiplikation mit dem zuvor ermittelten Bedarf je Szenario und Monat berechnet. Betrachtungszeitraum für die Erhebung ist jeweils die kommende Heizperiode, also der Zeitraum von 1. Oktober bis 1. April.

Zudem wird von den Versorgern erhoben, welche Beschaffungs-, Speicher- und Transportverträge sie über welche Laufzeit, mit welchem Vertragspartner und mit welchem Vertragsübergabepunkt abgeschlossen haben, um die für die Erfüllung des Versorgungsstandards notwendigen monatlichen Mengen und Leistungen vorzuhalten. Hierbei sollen alle Beschaffungsverträge, über die die Belieferung von geschützten Kunden im Betrachtungszeitraum gesichert ist, angegeben werden.

Neben ausgewählten Vertragsdaten der Speicherverträge sind auch der Name des Vertragspartners sowie die prognostizierten Speicherstände und Entnahmeleistungen je Monat von Oktober bis März anzugeben. Da es sich zum Erhebungszeitpunkt bei den Speicherdaten nur um Planmengen handeln kann, sind die entsprechenden Werte monatlich mit Istwerten bzw. neuen Prognosen zu aktualisieren. Die Angabe der Entnahmeleistung ist notwendig, da sich diese mit zunehmender Entleerung des Speichers verringern könnte. Zudem sind die Speicherstände und Entnahmeleistungen zum jeweils 1. des Monats für Oktober bis März monatlich durch den Versorger, der Speicherverträge hält, zu aktualisieren.

Werden die Vertragsmengen an einem Übergabepunkt außerhalb des österreichischen Marktgebiets übergeben, muss auch dargelegt werden, wie der Transport in das MG in gleichem Ausmaß über Transportverträge gesichert ist.

5.4 Vorgaben für die Erfüllung des Versorgungsstandards

Folgende Voraussetzungen müssen für die Einhaltung des Versorgungsstandards erfüllt sein:

- Die benötigten Mengen zur Erfüllung des Versorgungsstandards für das kommende Winterhalbjahr müssen bereits zum Erhebungszeitpunkt im Sommer, und somit bereits vor Beginn der Heizperiode vertraglich abgesichert sein. Ziel hierbei ist, dass Unternehmen sich frühzeitig um die Versorgung ihrer geschützten Kunden bemühen, und nicht kurzfristig am Spotmarkt für diese Kundengruppe große Mengen beschafft werden müssen.
- Als gesichert gelten nur feste Liefer-, Speicher- und Transportverträge, da nur diese eine über den Betrachtungszeitraum gesicherte Dienstleistung garantieren. Unter feste Lieferverträge fallen sowohl OTC-Geschäfte mit entsprechender Laufzeit, als auch Termingeschäfte an der Börse. Unterbrechbare Verträge und Spotverträge können nicht zur Erfüllung der Versorgungsstandards herangezogen werden.

5.5 Auswirkungen, Wirksamkeit und Effizienz der Maßnahme

Durch die Notwendigkeit bereits im Vorfeld gesicherte Verträge abzuschließen, um die Versorgung geschützter Kunden auch in den gem. VO (EU) 2017/1938 vorgegebenen Szenarien zu ermöglichen, wird Versorgern die Möglichkeit genommen, die Eindeckung dieser Kundengruppe kurzfristig vorzunehmen. Dadurch können eventuelle Kostenvorteile am Spotmarkt weniger genützt werden. Gleichsam gilt es jedoch zu betonen, dass die je nach Preisentwicklung kurzfristige Eindeckung nicht nur Vorteile bringen, sondern auch zusätzliche Kosten verursachen kann. Um daher Preisspekulationen für den Bereich der geschützten Kunden hintanzuhalten, wird die Maßnahme zur Sicherung der betreffenden Mengen wie zuvor beschrieben gesetzt. Auswirkungen der Maßnahme auf die Umwelt sind keine zu erwarten.

5.6 Ergebnisse der Erhebung 2022¹

Versorger geschützter Kunden wurden im Sommer 2022 aufgefordert, der Regulierungsbehörde bis 31.08.2022 Vertragsdetails ihrer Beschaffungs-, Transport- und Speicherverträge, die zur Versorgung der geschützten Kunden (Haushaltskunden und grundlegende soziale Dienste) herangezogen werden, offenzulegen und entsprechende Daten im dafür vorgesehenen Internetportal zu erfassen. Im Zuge einer Vollerhebung wurden alle 50 Versorger kontaktiert, die zu jenem Zeitpunkt geschützte Kunden in Österreich mit Gas versorgten. Für die Berechnung der Erfüllung des Versorgungsstandards wurden die angegebenen Mengen und Leistungen aus den gemeldeten Beschaffungs- und Speicherverträgen herangezogen. Hierbei ist zu erwähnen, dass im Falle von Speichernutzung nicht nur Speicherstand, sondern auch die maximale Entnahmeleistung in die Berechnung zur Erfüllung des Versorgungsstandards miteingeflossen ist. Zudem mussten Unternehmen, die aufgrund der Nutzung von Vollversorgungs- bzw. Rahmenverträgen keine exakten Mengen und Leistungen angeben konnten, zusätzliche Nachweise durch ihre Vorlieferanten erbringen. In der inhaltlichen Prüfung konnte für 32 Versorger festgestellt werden, dass sie ausreichend Gas und auch Speicherkapazitäten zur Verfügung hatten, um den verschiedenen Ausprägungen des Versorgungsstandards in den Wintermonaten 2022/2023 gerecht zu werden. Acht Versorger sind noch vor Beginn der Winterperiode aus dem Markt ausgestiegen und die jeweiligen geschützten Kunden wurden anderen Versorgern zugeordnet. Neun Versorger hatten Probleme mit dem Nachweis der jeweiligen Speicherkapazitäten, jedoch konnten auch hier Lösungen gefunden werden. Ein Versorger weigerte sich grundsätzlich Informationen zu den Speicherkapazitäten preiszugeben und wurde von der Behörde angezeigt. In Summe konnten die für die Erfüllung des Falls c) erforderlichen Speichermengen erhoben und nachgewiesen werden, sodass ausreichend Mengen vertraglich abgesichert waren, um alle geschützten Kunden auch in den in Artikel 6 VO (EU) 2017/1938 angeführten Extremsituationen versorgen zu können.

¹ Erhebung für 2023 noch nicht abgeschlossen, daher Auswertung der Erhebung 2022 – ohne Fernwärmeanlagen, da gesetzliche Basis dafür erst nach der Erhebung 2022 erfolgte.

5.7 Geplante Ausweitung des Versorgungsstandards

Im Juli 2023 wurde ein Initiativantrag zur Novellierung des Gaswirtschaftsgesetzes im Nationalrat eingebracht. Demnach soll der Versorgungsstandard ausgeweitet werden. Gasversorger sollen dazu verpflichtet werden, die Versorgung von geschützten Kunden ab Oktober 2024 für 45 Tage durch entsprechende Einspeicherungen abzusichern. Diese Verpflichtung reduziert sich auf das bereits geltende Ausmaß von insgesamt 30 Tagen, sofern gegenüber der Regulierungsbehörde nachgewiesen werden kann, dass die für die Erfüllung dieser Verpflichtung vorgehaltenen Gasmengen nicht-russischen Ursprungs sind. Darüber hinaus wird die Einführung eines Versorgungsstandards für Betreiber von Gaskraftwerken im Elektrizitätswirtschafts- und –organisationsgesetz 2010 (ElWOG 2010) mit einer analogen Regelung vorgeschlagen.

6 Präventionsmaßnahmen

6.1 Gasspeicherung

6.1.1 Strategische Gasreserve der Republik

Die strategische Gasreserve ist eine staatlich kontrollierte Bevorratung von Erdgas in Gasspeichern. Mit dem Ankauf des Erdgases wurde nach Schaffung einer gesetzlichen Grundlage im GWG im Jahr 2022 der österreichische Verteilernetzbetreiber, die Austrian Gas Grid Management AG (AGGM), beauftragt. Die strategische Gasreserve steht seit 1. November 2022 im Ausmaß von 20 TWh – rund 22 % des jährlichen österreichischen Gasverbrauchs – zur Verfügung. Die Gasmengen lagern in Gasspeichern, die zur direkten Ausspeisung in österreichische Marktgebiete fähig sind. Gasmengen aus der strategischen Gasreserve können nur im Rahmen einer Verordnung gemäß den §§ 5 und 26 des Energielenkungsgesetzes 2012 durch die Bundesministerin für Klimaschutz freigegeben werden.

6.1.2 Speicheranreize – geschützte Gasmengen

Endverbraucher, die selbst Vorkehrungen für eine Störung der Gasversorgung getroffen haben, werden im Energielenkungsfall differenziert behandelt: Gasmengen, die von Endverbrauchern (oder von beauftragten Dritten) eingespeichert wurden, werden vor Lenkungsmaßnahmen, die das Eigentum bzw. die Verfügungsgewalt über solche Mengen beschränken, geschützt. Die Maßnahme richtet sich primär an Großabnehmer, steht aber allen Endverbrauchern offen. Um Fehlanreize in Richtung eines Hortens von Gasmengen über den eigenen Bedarf hinausgehend zu vermeiden, beschränkt sich der Schutz mengenmäßig auf einen Anteil von 50 % ihres Verbrauchs im vorangegangenen Kalenderjahr. Sofern zur Erfüllung völkerrechtlicher oder EU-rechtlicher Vorgaben oder zur Aufrechterhaltung des technisch sicheren und verlässlichen Betriebs des Gasnetzes notwendig, kann auch auf die geschützten Gasmengen zugegriffen werden.

6.1.3 Direkte Anbindung sämtlicher österreichischer Gasspeicher

Mittels einer Novelle des Gaswirtschaftsgesetzes 2011 wurden 2022 Betreiber von Speicheranlagen auf österreichischem Hoheitsgebiet dazu verpflichtet, die Speicher ans österreichische Leitungsnetz anzuschließen. Damit wurde sichergestellt, dass alle österreichischen Gasspeicher zur direkten Belieferung österreichischer Abnehmer fähig sind.

6.1.4 Use-it-or-lose-it

Speichernutzer sind verpflichtet, ungenutzte Speicherkapazitäten anzubieten oder zurückzugeben. Das ermöglicht es anderen Unternehmen, darauf zuzugreifen und die Speicher zu befüllen. Bleiben Speicherkapazitäten systematisch ungenutzt, so sind diese

durch das Speicherunternehmen nach vorhergehender schriftlicher Ankündigung zu entziehen. Details zu den Verpflichtungen von Speichernutzern und Speicherunternehmen sind mit Verordnung durch die E-Control geregelt.

Mit dieser Maßnahme konnte verhindert werden, dass Speichernutzer aufgrund marktfremder Beweggründe ihre gebuchte Speicherkapazität unbefüllt lassen.

6.1.5 Optionen für Ausgleichsenergie (Market Maker)

Um sicherzustellen, dass die Bilanz zwischen Gasaufbringung und Gasabgabe im Erdgasnetz immer ausgeglichen ist, gibt es die so genannte Ausgleichsenergie. Es werden jene Gasmengen gekauft oder verkauft, die der Markt- und Verteilergebietsmanager (MVGGM) physikalisch in das Erdgasnetz einspeisen oder aus dem Erdgasnetz abgeben muss, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Dieses Modell wurde 2022 ausgebaut, damit im Fall einer Unterbrechung der Erdgaslieferungen aus Russland zusätzliche Ausgleichsenergiemengen vorgehalten werden können. Der Bilanzgruppenkoordinator hat auf Aufforderung der für Energie zuständigen Bundesministerin ein transparentes, diskriminierungsfreies, marktbasierendes und öffentliches Ausschreibungsverfahren zur Vorhaltung von Gasmengen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durchzuführen. Die Vorhaltung erfolgt in Speichereinrichtungen, die für eine Ausspeisung in die Marktgebiete genutzt werden können. Die Kosten der Vorhaltung werden aus Bundesmitteln gedeckt.

6.2 Diversifizierung

6.2.1 Importe über alternative Routen

Eines der größten Gasunternehmen Österreichs erhielt bei der diesjährigen Jahresauktion den Zuschlag für Kapazitäten in Höhe von rund 40 TWh p.a. für den Zeitraum Oktober 2023 bis September 2026, sowie rund 20 TWh p.a. für den Zeitraum Oktober 2026 bis September 2028. Die Grenzübergabepunkte für das Erdgas sind Oberkappel via Deutschland sowie Arnoldstein via Italien. Diese Kapazitäten, in Kombination mit alternativen nicht-russischen Gasquellen dieses Gasunternehmens, sichern einen großen Teil des österreichischen Gasbedarfs ab.

Die Bundesregierung unterstützt aktiv die Teilnahme österreichischer Unternehmen an der gemeinsamen europäischen Einkaufsplattform (AggregateEU), über die nicht-russisches Gas gekauft werden kann, und die zur Reduzierung der Abhängigkeit Europas von russischem Erdgas beiträgt. Österreichische Unternehmen nutzen diese Plattform zur Diversifizierung ihres Portfolios.

6.2.2 Gasdiversifizierungsgesetz

Zur Reduktion der Abhängigkeit von russischem Erdgas wurden Richtlinien zur Unterstützung bei den Mehrkosten für Unternehmen, die durch die Lieferung von Erdgas aus nicht-russischen Quellen entstanden sind, erlassen. Die gesetzliche Grundlage hierfür wird durch das „Bundesgesetz über die Förderung des Ausstiegs aus russischem Erdgas und der Diversifizierung des Erdgasbezugs aus anderen Quellen“

(Gasdiversifizierungsgesetz 2022 bzw. GDG 2022) gebildet. Der Wechsel zu nicht-russischem Erdgas in Österreich bedeutet möglicherweise höhere Kosten. Das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 zielt darauf ab, diese Kosten durch finanzielle Unterstützung für betroffene Unternehmen und in weiterer Folge die höheren Kosten für Konsumenten abzumildern. Weiteres Ziel ist die Erhöhung der volkswirtschaftlichen Resilienz durch Reduktion der Abhängigkeit von russischem Erdgas. Dies soll durch eine Abfederung der Zusatzkosten der Diversifizierung, von denen Unternehmen betroffen sind, erreicht werden. Zwischen 2022 und 2025 werden jährlich Mittel in Höhe von 100 Millionen Euro zum Ausgleich der Kosten für Unternehmen bereitgestellt, welche Erdgas aus nicht-russischen Quellen in das Netz einspeisen. Diese müssen die Herkunft des Erdgases mittels eines den Richtlinien entsprechenden Nachweises erbringen. Es werden nur Erdgasmengen aus nicht-russischen Quellen unterstützt, die bis Ende des Jahres 2025 zum Verbrauch in Österreich ausgespeichert wurden. Durch das Gasdiversifizierungsgesetz 2022 sollen so negative Auswirkungen auf die Wirtschaft und Verbraucher in Österreich verringert werden.

6.3 Gasverbrauchsreduktion und Energieeffizienz

Um die Energieversorgungssicherheit der EU zu erhöhen, haben die EU-Energieminister im Juli 2022 die Verordnung über koordinierte Maßnahmen zur Senkung der Gasnachfrage beschlossen. Die Verordnung sah vor, dass alle EU-Länder ihren Gasverbrauch von 1. August 2022 bis 31. März 2023 freiwillig um 15 % senken, verglichen mit dem Durchschnitt der vergangenen fünf Jahre dieser Periode. Diese Verordnung wurde bis 31. März 2024 verlängert. Insgesamt konnte in Österreich über den Zeitraum August 2022 – März 2023 eine Gaseinsparung i.H.v. 19,8 % im Vergleich zum Referenzzeitraum erzielt werden. Um dieses Ziel mittels freiwilliger Maßnahmen zu erreichen, gab es unter anderem eine Kampagne zum Energiesparen, die *Mission11*.

6.3.1 Energiesparkampagne

Die Energiesparkampagne *Mission11* ist eine Initiative der Bundesregierung, durch die österreichweit in allen Haushalten 11 % Energie eingespart werden soll. Diese Einsparung kann – ohne viel Aufwand und Investitionen – durch kleine Verhaltensänderungen erreicht werden. Auf der Website der Kampagne, www.mission11.at, gibt es zahlreiche Informationen und Tipps, wie jede und jeder Einzelne aktiv Energie einspart und die eigenen Kosten senkt. Diese Energiesparmaßnahmen führen nicht nur zu mehr Unabhängigkeit von Kohle, Öl und Erdgas, sondern wirken auch der Klimakrise entgegen.

6.3.2 Energieeffizienzgesetz

Im Juni 2023 wurde eine Änderung des „Bundesgesetz über die Verbesserung der Energieeffizienz bei Haushalten, Unternehmen und dem Bund sowie Energieverbrauchserfassung und Monitoring“ (Bundes-Energieeffizienzgesetz – EEffG) beschlossen. Das EEffG soll dazu beitragen, den über die nächsten Jahre erwarteten Anstieg im Strombedarf möglichst abzuflachen. Dazu sind in diesem Gesetz unter anderem Ziele wie eine Verbesserung der Energieeffizienz, eine Senkung des Energieverbrauchs, sowie eine wirksame Umsetzung der Richtlinie (EU) 2018/2002 festgeschrieben. Im Jahr 2030 soll

ein bundesweiter Endenergieverbrauch von maximal 920 PJ und im Zeitraum von 2021 bis 2030 eine Reduktion des bundesweiten Endenergieverbrauchs von mindestens 650 PJ erreicht werden. Davon sollen mindestens 250 PJ an Verbrauchsreduktionen unter anderem durch Bundesförderungen und mindestens 400 PJ durch weitere alternative strategische Maßnahmen unter Berücksichtigung der Einsparungen des Bundes und der Bundesimmobiliengesellschaft m.b.H. erreicht werden. Erstmals wurden auch für die Bundesländern Richtwerte zur Erhöhung der Energieeffizienz vorgeschrieben. In Zusammenarbeit mit dem Bund haben die Länder alle zwei Jahre, beginnend mit spätestens 2024, eine Dokumentation ihrer Strategie zur Durchführung des Prinzips „Energieeffizienz an erster Stelle“ im Zusammenhang mit dem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich (NEKP) zu veröffentlichen. Darüber hinaus werden Energielieferanten unter bestimmten Umständen Informationsverpflichtungen gegenüber Konsumenten vorgeschrieben. So müssen jene Lieferanten von in Summe mehr als 25 GWh pro Jahr kostenlose und telefonische Beratungen zu wesentlichen Energieeffizienzinformationen wie Energieverbrauch, -einsparung, -kosten und -preisentwicklungen anbieten. Energielieferanten von in Summe mehr als 35 GWh pro Jahr müssen zusätzlich dazu eine kostenlose Beratungsstelle einrichten. Ergänzend wird eine Koordinierungsstelle zur Bekämpfung von Energiearmut („Koordinierungsstelle“) eingerichtet. Zusätzlich müssen Unternehmen in regelmäßigen Abschnitten Energieaudits durch dafür qualifizierte Energieauditoren durchführen lassen. Parallel dazu sollen sonstige Förderprogramme für die Steigerung von Energieeinsparungen nach wie vor weiterlaufen.

6.3.3 Ausbau erneuerbarer Energie

Neben der Erreichung von Klima- und Umweltschutzzielen ist der Ausbau Erneuerbarer Energien unter anderem auch zur langfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit in Österreich notwendig. Deren Ausbau hat auch das zusätzliche Ziel, eine Verringerung der Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und damit verbunden auch von den Importen dieser von wenigen ausländischen Lieferanten zu erreichen. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien wird entsprechend dem aktuellen Regierungsprogramm „Aus Verantwortung für Österreich. 2020 – 2024“ vorangetrieben. Eines der in diesem Programm genannten Ziele besteht darin, bis 2030 eine bilanzielle Vollversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energiequellen zu erreichen. Zur Steigerung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen wird mit dem „Bundesgesetz über den Ausbau von Energie aus erneuerbaren Quellen“ (Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz bzw. EAG) ein Rahmen zur bundesweiten Förderungen für das Vorantreiben des Ausbaus der Erneuerbaren in Österreich geschaffen. Ziel ist neben der genannten bilanziellen Vollversorgung mit Strom aus Erneuerbaren bis 2030 auch das Erreichen der Klimaneutralität bis 2040. Ausgehend von der Produktion im Jahr 2020 soll die jährliche Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen bis zum Jahr 2030 um 27 TWh erhöht werden. Davon sollen 11 TWh auf Photovoltaik, 10 TWh auf Wind, 5 TWh auf Wasserkraft und 1 TWh auf Biomasse entfallen. Der Beitrag der Photovoltaik soll insbesondere durch das Ziel, eine Million Dächer mit Photovoltaik auszustatten, erreicht werden. Einer Studie des Umweltbundesamtes zufolge übersteigt das technisch-wirtschaftliche Flächenpotenzial, welches in Österreich noch zur Verfügung steht, die derzeitigen Ausbauziele für 2030 um 11 TWh. Ergänzend zum EAG ist ein Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz (EABG) geplant, durch das Verfahren für

die Errichtung von Erzeugungsanlagen von erneuerbarer Energie und von Netzinfrastruktur erleichtert und beschleunigt werden sollen.

6.3.4 Raus aus Öl und Gas

Um die von der Bundesregierung gesetzten Ziele der bilanziellen Vollversorgung mit Strom aus Erneuerbaren bis 2030 und das Erreichen der Klimaneutralität bis 2040 zu erreichen, wurde für den Sektor Wärme die Förderinitiative „Raus aus Öl und Gas“ geschaffen. Diese soll einen Beitrag dafür leisten, dass bis 2035 alle alten Kohle- und Ölheizungen in Österreich durch ein modernes, mit erneuerbaren Energien betriebenes Heizsystem ersetzt werden. Das Programm „Raus aus Öl und Gas“ sieht eine Förderung durch den Bund bei der Anschaffung eines klimafreundlichen Heizungssystems vor. So wird unter anderem im privaten Bereich der Tausch eines fossilen Heizsystems gegen einen hocheffizienten oder klimafreundlichen Nah- bzw. Fernwärmeanschluss und – wo dies nicht möglich ist – auf eine Wärmepumpe oder eine Biomasseheizung mit bis zu 7.500 Euro Förderung unterstützt. Das Förderprogramm bestand bereits zwei Jahre von 2021 bis 2022, und wird wegen seines Erfolges nun für zwei weitere Jahre bis 2024 fortgeführt.

6.3.5 Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWG)

Die Bundesregierung hat sich auf das Erneuerbare-Wärme-Gesetz (EWG) geeinigt, welches die Dekarbonisierung der Raumwärme bis ins Jahr 2040 regelt. Dazu müssen auch alle fossil betriebenen Gasheizungen in Österreich bis dahin stillgelegt werden. Bereits ab dem Jahr 2023 dürfen in Neubauten keine Heizungen auf Basis fossiler Energieträger mehr eingebaut werden. Vor dem Hintergrund des russischen Angriffskrieges auf die Ukraine und der hohen Abhängigkeit von russischem Gas hat die Bundesregierung sich für einen schnelleren Ausstieg auch aus Erdgas in der Raumwärme entschieden. Das Gesetz wurde Ende 2022 an den Nationalrat zur parlamentarischen Beschlussfassung übermittelt.

6.3.6 Umweltförderung im Inland (UFI)

Gezielte Förderungen unterstützen nachhaltige Projekte, die die Energie- und Klimazukunft Österreichs maßgeblich mitbestimmen. Betriebe werden sowohl bei Energieeffizienzprojekten als auch bei der Umstellung auf Erneuerbare Energien unterstützt. Wichtige Schwerpunkte betreffen die nachhaltige Nutzung von Biomasse und den Ausbau der Fernwärmeanlagen. Diese Bereiche sind besonders bedeutend für die Wirtschaft im ländlichen Raum und deshalb auch ein wichtiges Element der EU-Förderungen. Der jährliche Einsatz erneuerbarer Energieträger kann durch die geförderten Vorhaben um etwa 1.080 GWh gesteigert werden. Die Energieeffizienzsteigerung beläuft sich auf 338 GWh/a.

6.4 Sonstige Präventionsmaßnahmen

Neben der Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs durch entsprechende Netzplanung (siehe unten), zählt auch das regelmäßige Monitoring der Einhaltung des Versorgungsstandards durch die Regulierungsbehörde E-Control zu den wesentlichen Präventionsmaßnahmen.

Im Sinne der Prävention ist auch das im Rahmen des österreichischen Marktmodells definierte und etablierte Instrument der Merit Order List (MOL) – für Standardprodukte und für Flexibilitätsprodukte – zu nennen, das im Detail im Notfallplan beschrieben und erläutert wird.

Als Präventionsmaßnahmen werden u.a. auch solche Maßnahmen verstanden, die die Versorgung langfristig mit Erdgas über einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb sowie über ein bedarfsgerecht ausgebautes Netz und mit ausreichenden Speicherkapazitäten sicherstellen. Entsprechend den österreichischen gesetzlichen Bestimmungen werden dazu als Planungsinstrumente die LFP sowie der KNEP vom Markt- und Verteilergebietsmanager gemeinsam mit den Netzbetreibern erstellt, wodurch nach Genehmigung dieser Pläne bzw. der darin enthaltenen Projekte der bedarfsgerechte Ausbau des Leitungssystems in Österreich sichergestellt wird.

6.4.1 Langfristige Planung (LFP)

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

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

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

Die Langfristige und integrierte Planung bietet durch Schaffung und Erhaltung der erforderlichen Transportinfrastruktur für erneuerbare Gase die Grundlage für die effiziente Transformation des Energiesystems.

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 Abs. 2 GWG 2011 eingebrachten Anträge auf Kapazitätserweiterung.

Die Langfristige und integrierte Planung basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilergbietes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt wurden. Erstmals wurde auch der zukünftige Wasserstoffbedarf der Industrie und der 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 wurden 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.

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 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.

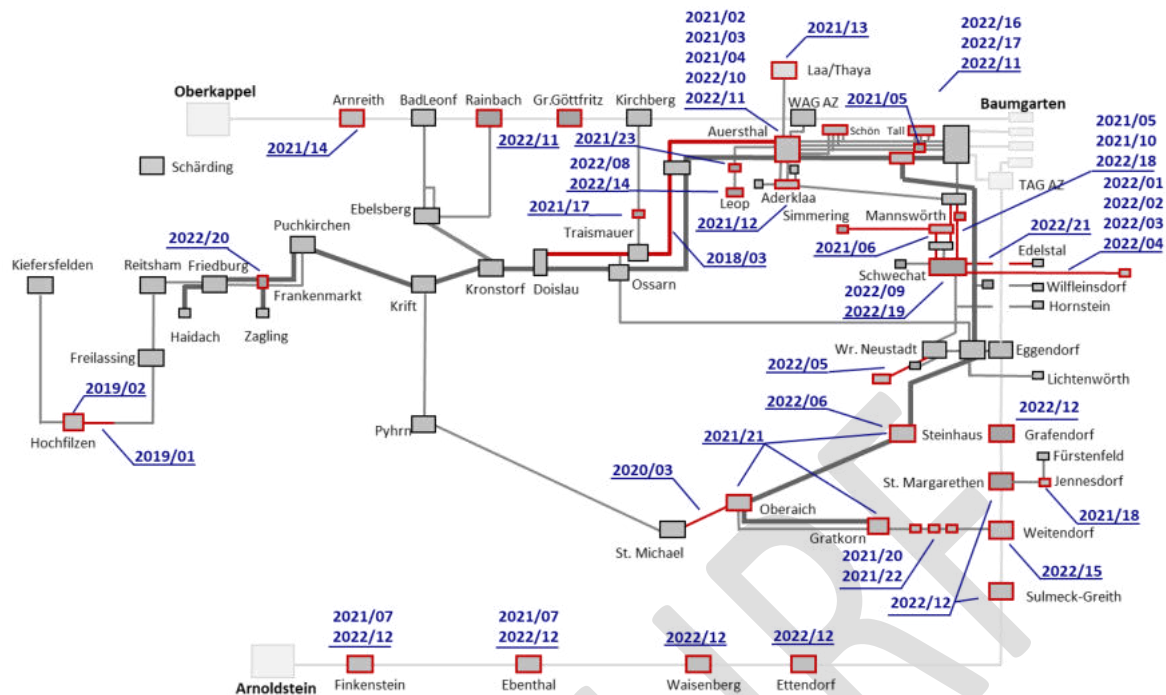


Abbildung 4: Projektübersicht der LFIP 2022 (Quelle: AGGM)

6.4.2 Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)

Ziel des koordinierten Netzentwicklungsplanes ist es insbesondere:

- der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- 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,
- der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit von Leitungskapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- der Deckung der Transporterfordernisse sowie
- der Pflicht zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 im Marktgebiet
- der Integration des Energiesektors unter Bedachtnahme auf die Hochwertigkeit gasförmiger Energieträger und durch die Verknüpfung verschiedener Energieträger und Sektoren

nachzukommen.

Bei der Erstellung des koordinierten Netzentwicklungsplanes sind die technische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz

mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und der Langfristigen Planung zu berücksichtigen.

Der Markt- und Verteilergebietsmanager hat im Rahmen des KNEP gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern ein Kapazitätsszenario zu erstellen.

Es werden zwei Kategorien an Kapazitätsbedarfen definiert:

- Kapazitätsbedarfe für die Versorgungssicherheit im In- und Ausland (errichtet in H2-ready sind in grün dargestellt).
- Am Punkt gebündelte Kapazitätsbedarfe bereitgestellt durch den vorgelagerten Netzbetreiber sind in grau dargestellt.

Außerdem werden im Kapazitätsszenario 2022 Quellen dargestellt, die für eine Unabhängigkeit von russischem Gas erschlossen werden müssen. Es wird dabei bedacht, dass sowohl Methan und auch Wasserstoff aus diesen Quellen fließen kann.

Das „WAG Teil-Loop“-Projekt der Gas Connect Austria GmbH, das zusätzliche Kapazität schafft, um verlässlich noch mehr nicht-russisches Gas über Deutschland nach Österreich transportieren zu können, wurde von der Regulierungsbehörde E-Control im aktuellen Koordinierten Netzentwicklungsplan (KNEP) genehmigt.

Der Marktgebietsmanager (MGM) und die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) weisen darauf hin, dass reines Schaffen von zusätzlicher Kapazität an den Grenzübergabepunkten nicht ausreicht, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sowohl Kapazitäten als auch Mengen müssen von Marktteilnehmern an den jeweiligen Quellen gebucht werden.

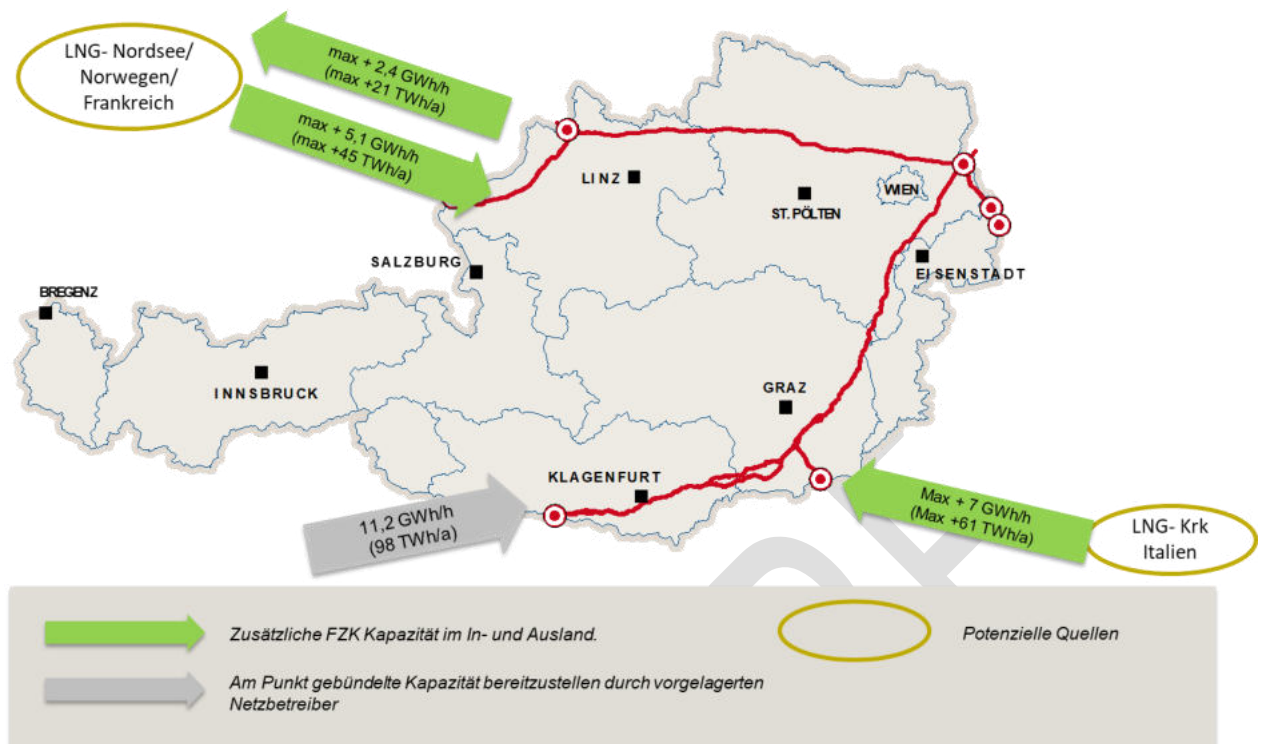


Abbildung 5: Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022

Im KNEP werden die bekanntgegebenen neuen Kapazitätsbedarfe aufgenommen und von den Fernleitungsnetzbetreibern entsprechende Projekte entwickelt, die geeignet sind, die zusätzlichen Kapazitätsbedarfe abzudecken. Die Entwicklung der Projekte erfolgte in Kohärenz zu den europäischen Planungsinstrumenten und unter Abstimmung zwischen den in- und ausländischen Fernleitungsnetzbetreibern. Die Bedarfe des Verteilergbietes werden ebenfalls berücksichtigt.

7 Sonstige Maßnahmen und Verpflichtungen

Die Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung des Vorstands der E-Control i.d.F. der Novelle 2013 legt Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen sowie Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung dieser Standards fest.

Gemäß § 30 Abs. 1 GWG 2011 hat die Regulierungsbehörde Standards für Netzbetreiber bezüglich der Sicherheit, Zuverlässigkeit und Qualität der gegenüber den Netzbenutzern und anderen Marktteilnehmern erbrachten Dienstleistungen und Kennzahlen zur Überwachung der Einhaltung der Standards mit Verordnung festzulegen. Auf die Netzbetreiber hingegen fällt entsprechend § 30 Abs. 4 GWG 2011 die Pflicht, die in der Verordnung festgelegten Kennzahlen jährlich der Regulierungsbehörde zu übermitteln und zu veröffentlichen.

Zur Wahrnehmung der ihr vom Gesetzgeber übertragenen Aufgabe wurde seitens E-Control die Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung auf Basis des § 30 GWG 2011, BGBl. I Nr. 107/2011, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 23/2023, i.V.m. § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz (E-ControlG), BGBl. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 7/2022 erlassen.

Zur Erhebung der entsprechenden Daten wird jährlich ein Erhebungsbogen basierend auf der Novelle 2013 zur Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung vorbereitet und den österreichischen Gasnetzbetreibern Anfang März zur Meldung ihrer Daten zugänglich gemacht. Der zugrundeliegende Erhebungszeitraum ist jeweils das vorangegangene Kalenderjahr.

Die Erhebungen zur kommerziellen Qualität sowie zu Ausfall- und Störungsdaten wird über ein Internetportal auf der Homepage der Regulierungsbehörde durchgeführt. Dabei soll eine effiziente Datenerfassung erreicht und der Benutzer schon bei der Eingabe auf fehlende Angaben und etwaige Tippfehler hingewiesen werden. Zusätzlich sollen durch eine einheitliche Art der Datenerhebung für Gas und Strom Missverständnisse hinsichtlich der zu liefernden Daten hintangehalten werden. Besonderes Augenmerk wird daraufgelegt, bei jedem Netzbetreiber das gleiche Verständnis zur jeweiligen Fragestellung zu erreichen, um vergleichbare Daten zu erhalten. Dies erfolgt insbesondere durch erläuternde Informationen auf der Homepage der E-Control sowie durch die Möglichkeit zur Kontaktaufnahme per Telefon oder E-Mail.

Die Ergebnisse der Erhebung zur Netzdienstleistungsqualität fließen zudem auf internationaler Ebene in aggregierter Form in den Benchmarking Report von CEER ein. Hierbei werden die Länderergebnisse der Mitgliedsstaaten zu unterschiedlichen Kennzahlen der Netzdienstleistung gegenübergestellt.

Gemäß § 3 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung i.d.F. der Novelle 2013 gelten die festgelegten Standards als erfüllt, wenn sie vom jeweiligen Netzbetreiber in 95 % oder mehr der entsprechenden Fälle je Standard eingehalten werden. Grundsätzlich kann zwischen zwei Qualitätsarten unterschieden werden: der technischen und der kommerziellen Qualität.

7.1 Die technische Qualität der Netzdienstleistung

Die technische Qualität der Netzdienstleistung ergibt sich primär aus dem Betrieb und der Instandhaltung der Verteilernetze. Beim Betrieb und der Instandhaltung der Verteilernetze haben die Verteilernetzbetreiber die einschlägigen Regeln der Technik (ÖNORMEN, Richtlinien der ÖVGW) einzuhalten. Wesentliche Aspekte der technischen Qualität der Netzdienstleistung sind die Versorgungszuverlässigkeit und die operative Versorgungssicherheit (Netzbetrieb, Instandhaltung), mit dem Ziel, eine unterbrechungsfreie Verteilung von Erdgas in ausreichender Qualität und Menge mit dem erforderlichen Betriebsdruck bis zur Kundenanlage sicherzustellen.

Zwecks Monitoring der technischen Qualität der Netzdienstleistung werden Daten zu Störfällen und Versorgungsunterbrechungen erhoben. Dabei sind durch den Netzbetreiber für jeden Störfall und jede Versorgungsunterbrechung folgende Angaben zu machen:

- Beschreibung des Ereignisses,
- Auswahl der Netzebene,
- Beginn und Ende der Versorgungsunterbrechung,
- Anzahl der durch die Versorgungsunterbrechung betroffenen Kunden (Netzbenutzer),
- Handelt es sich um eine geplante Versorgungsunterbrechung oder einen ungeplanten Störfall?
- Liegt die Ursache für die Versorgungsunterbrechung innerhalb oder außerhalb des Verteilernetzes? Sollte sie innerhalb des Verteilernetzes liegen, so wird noch weiter unterschieden in Ursache mit Fremdverschulden, ohne Fremdverschulden und Ursache in gastechnischer Anlage (z.B. Gasdruckregelanlagen, Gaszähler, Zählerregler, Hausdruckregler).
- Handelte es sich um ein regional außergewöhnliches Ereignis (nicht verpflichtende Angabe)?

Es werden hierbei nur Versorgungsunterbrechungen im Verteilernetz berücksichtigt. Nicht berücksichtigt werden beispielsweise Störungen, die bei Gasgeräten aufgetreten sind, welche in der Wartungsverantwortung des Kunden liegen (z.B. Gastherme, Gasherd, etc.). Zur Berechnung der Summe der Dauer aller ungeplanten Versorgungsunterbrechungen wird die Dauer der jeweiligen Unterbrechung mit der Anzahl der betroffenen Kunden multipliziert. Dabei ergeben sich auch durchaus regionale Unterschiede aufgrund von Bevölkerungsdichte und Gebäudetypen (Einfamilienhaus vs. Wohnhaus). So sind von einer Versorgungsunterbrechung in einer Großstadt in der Regel mehr Kunden gleichzeitig betroffen als beispielsweise im ländlichen Raum. Zusätzlich ist zu beachten, dass

Unterbrechungen, von denen keine Kunden betroffen waren, bei der Kennzahlberechnung nicht berücksichtigt werden.

Im Gegensatz zu Strom sowie zu anderen Ländern wurde die vorliegende Auswertung nicht um Fälle höherer Gewalt (z.B. außergewöhnlich heftige Unwetter, extremer Schneefall, etc.) bereinigt. Grund dafür ist einerseits, dass nur von vergleichsweise wenigen Netzbetreibern freiwillig Daten zu regional außergewöhnlichen Ereignissen geliefert wurden und andererseits davon ausgegangen werden kann, dass deutlich weniger „regional außergewöhnliche Ereignisse“ Einfluss auf die Pipeline-gestützte Gasversorgung haben als beispielsweise auf die Freileitungen bei Strom.

Neben der Darstellung, wie viele Kunden von Versorgungsunterbrechungen im Verteilernetz betroffen waren, lassen sich auch in Kombination mit der Anzahl der Zählpunkte je Netzbetreiber die Kennzahlen SAIDI, SAIFI und CAIDI berechnen:

- SAIDI = (Summe der Dauer aller ungeplanten Versorgungsunterbrechungen) / (Gesamtanzahl versorgter Kunden),
- SAIFI = (Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen) / (Gesamtanzahl versorgter Kunden),
- CAIDI = (Summe der Dauer aller ungeplanten Versorgungsunterbrechungen) / (Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen).

Bei der technischen Qualität der Netzdienstleistung lag der SAIDI-Wert im Jahr 2021 bei 1,07 Minuten je versorgtem Zählpunkt. Dieser stellt die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz dar. Das bedeutet, dass im Jahr 2021 jeder österreichische Gaskunde im Durchschnitt 1 Minute und 7 Sekunden kein Gas zur Verfügung hatten. Dies ist der niedrigste Wert seit Beginn der Erhebung im Jahr 2013. Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgtem Zählpunkt (SAIFI-Wert) ist gegenüber dem Jahr 2020 mit 0,0034 stabil geblieben. Im Vergleich zu 2019 stellt dies eine Verbesserung um rund 37 % dar. Der CAIDI-Wert für Österreich lag im Jahr 2021 bei 316 Minuten durchschnittliche Versorgungsunterbrechungsdauer je betroffenem Netzbenutzer. Gegenüber dem Jahr 2020 bedeutet das eine Verbesserung des CAIDI-Wertes im Jahr 2021 gegenüber 2020 von rund 16 %.

7.2 Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung

Die kommerzielle Qualität der Netzdienstleistung hingegen stellt vor allem auf die Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber Kunden ab, wie z.B. Beantwortung von Anfragen, Erstellung von Kostenvoranschlägen, Einhaltung von Fristen und Terminen, transparente Veröffentlichung relevanter Informationen, etc.

Im Rahmen der kommerziellen Qualität werden in erster Linie Dienstleistungen der Netzbetreiber gegenüber ihren Kunden betrachtet, wie z.B. die Einhaltung per Verordnung vorgegebener Fristen. Im Detail haben die Netzbetreiber zu folgenden Abschnitten unterschiedliche Fragen zu beantworten und Daten zur Kennzahlenrechnung an die Regulierungsbehörde zu übermitteln:

- Netzzutritt,
- Netzzugang,
- Netzrechnungslegung,
- Abschaltung und Wiederherstellung des Netzzugangs,
- Ermittlung des Zählerstandes,
- Termineinhaltung,
- Kundeninformation und Beschwerdemanagement sowie
- Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebs.

In Bezug auf kommerzielle Qualität zeigt sich für das Jahr 2017, dass sich der Großteil der Netzbetreiber auf einem gleichbleibend guten Niveau der Netzdienstleistungsqualität befindet. Besonders ist zu erwähnen, dass gemäß § 13 Gasnetzdienstleistungsqualitätsverordnung i.d.F. der Novelle 2013 jeder Verteilernetzbetreiber die Regeln der Technik zur Sicherstellung eines sicheren und zuverlässigen Gasnetzbetriebes iSd § 133 i.V.m. § 7 Abs. 1 Z 53 GWG 2011 einzuhalten hat. Die Einhaltung dieser Regeln der Technik ist durch Zertifizierung durch eine nach dem Akkreditierungsgesetz 2012, BGBl. I Nr. 28/2012, in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 40/2014, akkreditierte Prüf-, Überwachungs- oder Zertifizierungsstelle oder durch gleichwertige Nachweisführung gegenüber der Regulierungsbehörde zu belegen.

8 Infrastrukturprojekte

8.1 Integrierter Netzinfrasturukturplan (NIP)

Gemäß Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz (EAG) erstellt das Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie (BMK) einen integrierten österreichischen Netzinfrasturukturplan (NIP). Der integrierte österreichische Netzinfrasturukturplan (NIP) ist ein übergeordnetes strategisches Planungsinstrument und wird erstmalig erstellt. Die Energieministerin legt damit eine Planungsgrundlage für den Aus- und Umbau der Energieübertragungsinfrastruktur für 2030 und zur Erreichung der Klimaneutralität 2040 vor. Die konsequent integrierte Betrachtung der höherrangigen Energieübertragung für Strom und Gas soll ermöglichen, den notwendigen Ausbau der erneuerbaren Energieerzeugung bestmöglich mit der Netzentwicklung, Speichern und Flexibilitätsoptionen zu koordinieren. Der NIP ermöglicht also eine umfassende Gesamtbetrachtung des zukünftigen Energiesystems. Es wird also darauf eingegangen, wie die Energieversorgung in den nächsten Jahren aussehen kann und welche Energieinfrastruktur für die Transformation des Energiesektors notwendig ist. Dargestellt werden die benötigte nationale Erzeugung aus erneuerbaren Energien und Szenarien-Abschätzungen zum zukünftigen Energieverbrauch. Davon abgeleitet werden die zukünftigen Transportbedarfe auf den höherrangigen Netzebenen im Strom- und auf der Fernleitungsebene sowie den Netzebenen 1 und 2 im Gasbereich, inklusive einer entstehenden Wasserstoffleitungsinfrastruktur. Der Entwurf des NIP basiert auf einer Reihe von wissenschaftlichen Erarbeitungen, die mit den Planungen der österreichischen Übertragungsnetzbetreiber und des Marktgebietsmanagers validiert wurden. Zahlreiche Stakeholder aus Energiewirtschaft, Umweltorganisationen, Sozialpartnern, Politik und Verwaltung in Bund und Ländern waren in den Prozess zur Erstellung einbezogen. Der Entwurf wird aktuell konsultiert.

8.2 Ten-Year-Network Development-Plan

Das European Network of Transmission System Operators Gas (ENTSO-G) erstellt alle zwei Jahre einen nicht bindenden, gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplans (TYNDP), der einen Planungshorizont von zumindest zehn Jahren umfasst. Er liefert neben einer Darstellung der gesamteuropäischen Infrastruktur insbesondere auch eine Betrachtung des Lieferpotenzials, der Marktintegration und der Versorgungssicherheit.

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

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

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

In der folgenden Tabelle werden die österreichischen Projekte dargestellt, welche Teil des TYNDP 2022 sind.

Tabelle 3: Infrastrukturprojekte

TYNDP Projektnr.	Projektname	Status im TYNDP 2022	Geeignet für steigende H2-Anteile	Projekte im KNEP 2022	5. PCI-Liste
TRA-N-954	TAG Reverse Flow	Less-Advanced	Ja	TAG 2016/01	Nein
TRA-N-766	Entry Murfeld	Less-Advanced	Ja	GCA 2015/08	Nein
TRA-N-389	Upgrade of Murfeld/Ceršak interconnection	Less-Advanced	Ja		Nein
TRA-N-600	Czech-Austrian Interconnection (AT)	Less-Advanced	Ja	GCA 2015/01a	Nein
TRA-N-1059	Czech-Austrian Interconnection (CZ)	Less-Advanced	Ja	GCA 2015/01a	Nein
OTH-N-604	P2G4A.	Less-Advanced			Nein
HYD-N-757	H2 Backbone WAG + Penta West	Less Advanced		GCA 2022/02 GCA 2022/03	Nein
HYD-N-986	H2 Readiness of the TAG pipeline system	Less Advanced		TAG 2022/01	Nein

Quelle: ENTSOE, TYNDP 2022 – Annex A & TYNDP 2022 List of Projects

8.3 Projects of Common Interest – österreichische Projektkandidaten Wasserstoffinfrastruktur

Ein auf EU-Ebene wichtiges Instrument zum Aufbau einer europäischen Wasserstoffinfrastruktur ist die Erarbeitung der ersten Liste der PCI (Projects of Common

Interest) und PMI (Projects of Mutual Interest) durch die Europäische Kommission im Rahmen des PCI-Prozesses gem. TEN-E Verordnung (EU) 2022/869. An dieser Erstellung beteiligt sich das BMK aktiv und steht in diesem Rahmen in engem Austausch mit europäischen Partnern (insb. Europäische Kommission, Mitgliedstaaten, Übertragungsnetzbetreiber, Regulierungsbehörden, Stakeholder).

Insgesamt wurden im Rahmen der Kategorie „*Hydrogen infrastructure and electrolyzers*“ etwa 147 Wasserstoffinfrastrukturprojekte und 33 Elektrolyseprojekte eingereicht, davon folgende drei österreichische Projektkandidaten:

- GCA: H2 Backbone WAG + Penta West (Umsetzung bis 2030)

Das Projekt ermöglicht durch Umwidmung und Ausbau der bestehenden Leitungen bidirektionalen Transport von Wasserstoff zwischen DE und AT (200 km neue Wasserstoffpipeline; 140 km umgewidmete Erdgasleitung). Damit soll für beide Länder die Versorgungssicherheit erhöht werden.

- GCA: H2 Backbone Murfeld (Umsetzung bis 2035)

Das Projekt ermöglicht den bidirektionalen Wasserstofftransport am Interconnection Point Murfeld in beide Richtungen (AT->SI, SI->AT). Mit dem Projekt könnten potenzielle Wasserstoffquellen aus dem Süden (z. B. das umgerüstete LNG-Terminal in Krk) mit den Nachfragezentren in Mitteleuropa sowie mit Speicherstätten verbunden werden.

- TAG: H2 Readiness of the TAG pipeline system

Das Projekt umfasst die Umwidmung einer von drei bestehenden Pipelines des TAG-Systems für 100%igen Wasserstoff mit allen zugehörigen Einrichtungen und Abzweigungen zwischen der italienisch-österreichischen Grenze und der österreichisch-slowakischen Grenze, um die Wasserstoff-Pipeline von EUSTREAM anzuschließen. Das System ist 2030 in vollem Umfang in Betrieb, wobei hauptsächlich die bestehende Infrastruktur genutzt wird.

- Diese österreichischen Wasserstoffinfrastrukturprojekte werden aktiv durch das BMK in ihrer Bewerbung als „Projects of Common Interest“ auf europäischer Ebene im Rahmen des PCI-Prozesses unterstützt. Es besteht konkret auch gem. Art. 3 der TEN-E Verordnung das Erfordernis, dass ein Projektkandidat der Genehmigung jener Mitgliedstaaten bedarf, deren Hoheitsgebiet der Projektkandidat betrifft.
- Am 28.6.2023 wurde die vorläufige Liste im technischen Entscheidungsgremium angenommen; demnach werden voraussichtlich zwei der drei AT Wasserstoff-Projektkandidaten (GCA: H2 Backbone WAG + Penta West und TAG: H2-Readiness of the TAG pipeline system) auf die PCI-Liste aufgenommen werden.

9 Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit

Das Gaswirtschaftsgesetz 2011 sieht in seinem § 5 die folgenden gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen vor:

Für Netzbetreiber:

1. die Gleichbehandlung aller Kunden eines Netzes bei gleicher Charakteristik der Transportleistung;
2. der Abschluss von privatrechtlichen Verträgen mit Netzbenutzern über den Anschluss an ihre Erdgasleitungsanlagen (Allgemeine Anschlusspflicht);
3. die Errichtung und Erhaltung einer für die inländische Erdgasversorgung und für die Erfüllung völkerrechtlicher Verpflichtungen ausreichenden Erdgasinfrastruktur.

Für Erdgasunternehmen:

1. die Erreichung der in § 4 Z 1 und 2 GWG 2011 angeführten Ziele mit den ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln;
2. die Erfüllung der durch Rechtsvorschriften auferlegten Pflichten im öffentlichen Interesse.

Erdgasunternehmen haben die bestmögliche Erfüllung der ihnen gemäß § 5 Abs. 1 bis 2 im Allgemeininteresse auferlegten Verpflichtungen mit allen ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln anzustreben.

Die in § 4 GWG 2011 angeführten Ziele sind die folgenden:

- 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;
- die zur sicheren Gasversorgung der Mitgliedstaaten der Gemeinschaft erforderliche Infrastruktur zu schaffen;
- eine Marktorganisation für die Erdgaswirtschaft gemäß dem EU-Primärrecht und den Grundsätzen des Erdgasbinnenmarktes gemäß der Erdgasbinnenmarkttrichtlinie zu schaffen;

- durch die Einführung der Berechnung des Systemnutzungsentgelts und eines Kostenwälzungsverfahrens eine angemessene Aufteilung der Netzkosten auf die Netzbenutzer zu bewirken;
- einen Ausgleich für gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Allgemeininteresse zu schaffen, die den Netzbetreibern auferlegt wurden und die sich auf die Sicherheit, einschließlich der Versorgungssicherheit, die Regelmäßigkeit, die Qualität und den Preis der Lieferungen sowie auf den Umwelt- und Klimaschutz beziehen;
- die Grundlagen für eine zunehmende Nutzung des Potentials an biogenen Gasen für die österreichische Gasversorgung zu schaffen;
- die Einhaltung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 zu gewährleisten;
- 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;
- den Anteil an erneuerbaren Gasen in den österreichischen Gasnetzen kontinuierlich anzuheben;
- durch die bestehende Gasinfrastruktur nationale Potentiale zur Sektorkopplung und Sektorintegration zu realisieren sowie
- die Nutzung von erneuerbarem Gas in der österreichischen Gasversorgung stetig voranzutreiben.

10 Konsultation der Interessenträger

Am 26. Juni 2023 fand eine Besprechung zwischen dem Bundesministerium für Klimaschutz (BMK), der Regulierungsbehörde (E-Control) und dem Markt- und Verteilergebietsmanager (AGGM) zur Aktualisierung des Präventionsplans und der Risikobewertung statt. Danach erfolgte die Abstimmung schriftlich.

Gasunternehmen, einschlägige Organisationen, die die Interessen von Privathaushalten vertreten, einschlägige Organisationen, die die Interessen gewerblicher Gaskunden einschließlich Stromerzeuger vertreten, und die nationale Regulierungsbehörde wurden am 29. August 2023 schriftlich konsultiert.

Die zuständigen Behörden der EU-Mitgliedstaaten in den relevanten Risikogruppen wurden am **XX. September 2023** schriftlich konsultiert.

11 Regionale Dimension

Bezüglich der regionalen Dimension sind die Anhänge bzw. die Common Risk Assessments zu beachten.

ENTWURF

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Gaswirtschaftliche Kennzahlen Österreichs 2021	7
Tabelle 2: Infrastrukturstandard	21
Tabelle 3: Infrastrukturprojekte	43

ENTWURF

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Erdgasproduktion in AT 2021; Quelle: AGGM-KNEP 2022	7
Abbildung 2: Marktgebiete und Marktteilnehmer; Quelle: AGGM	8
Abbildung 3: Technische Kapazitäten an den maßgeblichen Punkten im MG Ost in MWh/h; Quelle: AGGM-KNEP 2022	9
Abbildung 4: Projektübersicht der LFiP 2022 (Quelle: AGGM)	35
Abbildung 5: Quelle: AGGM, Gas Connect Austria, TAG GmbH; 2022	37

ENTWURF

Abkürzungen

Abk.	Abkürzung
BGBI.	Bundesgesetzblatt
Art.	Artikel
usw.	und so weiter
GWG 2011	Gaswirtschaftsgesetz 2011
i.V.m.	In Verbindung mit
MGM	Marktgebietsmanager
MVGM	Markt- und Verteilergebietsmanager
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
AGGM	Austrian Gas Grid Management AG
FZK	Frei zuordenbare Kapazität
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
UK	Unterbrechbare Kapazität
SK	Standardkapazität
E-ControlG	Energie-Control-Gesetz
EEffG	Energieeffizienzgesetz
EABG	Erneuerbaren-Ausbau-Beschleunigungsgesetz
EAG	Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz
GDG 2022	Gasdiversifizierungsgesetz 2022
TAG	Trans Austria Gasleitung
TAG GmbH	Trans Austria Gasleitung GmbH
MG	Marktgebiete
WAG	West-Austria-Gasleitung
BS	Bilanzierungsstelle
BGV	Bilanzgruppenverantwortlicher
VNB	Verteilernetzbetreiber
LFP	Langfristige Planung
KNEP	Koordinierter Netzentwicklungsplan
Gas SoS VO	Verordnung (EU) 2017/1938

ENTWURF

**Bundesministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität,
Innovation und Technologie**

Radetzkystraße 2, 1030 Wien

+43 (0) 800 21 53 59

servicebuero@bmk.gv.at

bmk.gv.at