

**Präventionsplan 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**

Allgemeine Angaben

—Mitgliedstaaten in der Risikogruppe

- Risikogruppe „Gasversorgung Ost“ a) Ukraine: BG, CZ, DE, EL, HR, IT/Koordination, LU, HU, AT, PL, RO, SI und SK;
- Risikogruppe „Gasversorgung Ost“ Ostsee: BE, CZ, DK, DE/Koordination, FR, LU, NL, AT, SK und SE;
- Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika“ a) Algerien: EL, ES/Koordination, FR, HR, IT, MT, AT, PT und SI;
- Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika“ b) Libyen: HR, IT, MT, AT/Koordination und SI.
- *Risikogruppe „Gasversorgung Südost“ a) Südlicher Gaskorridor – Kaspisches Meer: BG, EL, HR, IT, HU, MT, AT, RO, SI und SK (derzeit nicht aktiv – siehe Art. 20 Abs. 2 VO (EU) 2017/1938).*

—Name der für die Erstellung des vorliegenden Plans verantwortlichen zuständigen Behörde (1)

Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT).

## 1. Beschreibung des Netzes

1.1. Geben Sie eine kurze zusammengefasste Beschreibung des regionalen Gasnetzes für jede Risikogruppe (2), an der der Mitgliedstaat teilnimmt, mit folgenden Angaben:

- a) die wichtigsten Gasverbrauchszahlen (3): jährlicher Endgasverbrauch (Mrd. m<sup>3</sup>) und Aufschlüsselung nach Art der Kunden (4), Spitzennachfrage (insgesamt und aufgeschlüsselt nach Kategorie der Kunden in Mio. m<sup>3</sup>/Tag);
- b) eine Beschreibung der Funktionsweise des Gasnetzes in den Risikogruppen: Hauptgasflüsse (Einspeisung/Ausspeisung/Durchleitung), Kapazität der Infrastruktur der Einspeise-/Ausspeisepunkte für den Transport in die und aus der/den Region(en) der Risikogruppe und je Mitgliedstaat (einschließlich Nutzungsrate), LNG-Anlagen (maximale tägliche Kapazität, Nutzungsrate und Zugangsregelung) usw.;
- c) eine Aufschlüsselung, soweit möglich, der Gasimportquellen nach Herkunftsland (5);
- d) eine Beschreibung der Rolle der für die Region relevanten Speichereinrichtungen, einschließlich des grenzüberschreitenden Zugangs:
  - i) Speicherkapazität (insgesamt und Arbeitsgas) im Vergleich zur Nachfrage während der Heizperiode,
  - ii) maximale tägliche Entnahmekapazität bei unterschiedlichen Füllständen (idealerweise bei vollen Speichern und bei Füllständen am Ende der Heizperiode);
- e) eine Beschreibung der Rolle der heimischen Produktion in der Region:
  - i) Produktionsmenge im Vergleich zum jährlichen Endgasverbrauch,
  - ii) maximale tägliche Produktionskapazität;
- f) eine Beschreibung der Rolle von Gas bei der Stromerzeugung (z. B. Bedeutung und Rolle als Ersatz für erneuerbare Energien) unter Einbeziehung der Erzeugungskapazität von Gaskraftwerken (insgesamt (MWe) und als Prozentsatz der gesamten Erzeugungskapazität) und der Kraft-Wärme-Kopplung (insgesamt (MWe) und als Prozentsatz der gesamten Erzeugungskapazität);

g) eine Beschreibung der Rolle von Energieeffizienzmaßnahmen und ihres Einflusses auf den jährlichen Gasendverbrauch.

Risikogruppe "Gasversorgung Ost, Ukraine" (BG, CZ, DE, EL, HR, IT, LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK):												
Erdgas, 2016, GWh	Inlandsförderung	Importe	Speicherbewegungen	Exporte	Bruttoinlandsverbrauch (BIV)	Konv. therm. KW	Heizwerke	Energet. Endverbrauch	Industrie	Verkehr	Andere Sektoren	Haushalte
AT	11 335	137 921	543	66 267	83 532	19 538	3 233	53 793	31 708	2 987	19 099	14 027
BG	891	30 165	217	27	31 247	7 203	2 412	15 270	10 698	2 675	1 897	685
CZ	2 096	78 103	1 407	0	81 606	9 587	7 189	61 457	23 439	634	37 384	23 188
DE	76 193	949 231	17 386	224 804	818 007	176 902	25 563	609 645	226 680	5 185	377 780	120 824
EL	111	40 271	206	0	40 589	25 974	0	12 183	6 411	221	5 552	3 828
HR	15 924	12 227	859	3 764	25 246	5 102	686	11 987	4 150	43	7 794	5 419
HU	16 618	84 037	3 099	10 384	93 370	14 885	6 380	65 347	15 327	558	49 461	32 723
IT	55 107	621 880	553	2 019	675 520	264 434	0	386 577	97 257	12 860	276 460	198 860
LU	0	8 248	0	0	8 302	905	35	7 362	3 255	0	4 106	2 574
PL	41 321	141 724	-4 521	8 324	170 200	17 240	2 371	107 301	39 672	4 451	63 179	40 322
RO	90 535	13 682	569	11	104 774	28 511	2 695	60 526	24 244	11	36 272	26 608
SI	50	8 151	0	0	8 200	910	262	6 960	4 832	33	2 095	1 337
SK	891	42 066	2 350	0	45 306	4 739	2 762	29 791	9 236	1 648	18 907	12 421
Summe	311 074	2 167 705	22 667	315 601	2 185 898	575 929	53 588	1 428 199	496 908	31 304	899 986	482 816

Quelle: EUROSTAT Energiebilanzen

Risikogruppe "Gasversorgung Ost, Ukraine" (BG, CZ, DE, EL, HR, IT, LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK):												
Erdgas, 2016, %-Anteile am BIV	Inlandsförderung	Importe	Speicherbewegungen	Exporte	Bruttoinlandsverbrauch (BIV)	Konv. therm. KW	Heizwerke	Energet. Endverbrauch	Industrie	Verkehr	Andere Sektoren	Haushalte
AT	13,57%	165,11%	0,65%	79,33%	100,00%	23,39%	3,87%	64,40%	37,96%	3,58%	22,86%	16,79%
BG	2,85%	96,54%	0,69%	0,09%	100,00%	23,05%	7,72%	48,87%	34,24%	8,56%	6,07%	2,19%
CZ	2,57%	95,71%	1,72%	0,00%	100,00%	11,75%	8,81%	75,31%	28,72%	0,78%	45,81%	28,41%
DE	9,31%	116,04%	2,13%	27,48%	100,00%	21,63%	3,13%	74,53%	27,71%	0,63%	46,18%	14,77%
EL	0,27%	99,22%	0,51%	0,00%	100,00%	63,99%	0,00%	30,02%	15,79%	0,54%	13,68%	9,43%
HR	63,08%	48,43%	3,40%	14,91%	100,00%	20,21%	2,72%	47,48%	16,44%	0,17%	30,87%	21,46%
HU	17,80%	90,00%	3,32%	11,12%	100,00%	15,94%	6,83%	69,99%	16,42%	0,60%	52,97%	35,05%
IT	8,16%	92,06%	0,08%	0,30%	100,00%	39,15%	0,00%	57,23%	14,40%	1,90%	40,93%	29,44%
LU	0,00%	99,34%	0,00%	0,00%	100,00%	10,90%	0,42%	88,67%	39,21%	0,00%	49,46%	31,01%
PL	24,28%	83,27%	-2,66%	4,89%	100,00%	10,13%	1,39%	63,04%	23,31%	2,61%	37,12%	23,69%
RO	86,41%	13,06%	0,54%	0,01%	100,00%	27,21%	2,57%	57,77%	23,14%	0,01%	34,62%	25,40%
SI	0,61%	99,39%	0,00%	0,00%	100,00%	11,09%	3,19%	84,87%	58,93%	0,40%	25,54%	16,30%
SK	1,97%	92,85%	5,19%	0,00%	100,00%	10,46%	6,10%	65,75%	20,39%	3,64%	41,73%	27,42%
Summe	14,23%	99,17%	1,04%	14,44%	100,00%	26,35%	2,45%	65,34%	22,73%	1,43%	41,17%	22,09%

Quelle: EUROSTAT Energiebilanzen

Risikogruppe "Gasversorgung Ost, Ukraine" (BG, CZ, DE, EL, HR, IT, LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK):		
Gas, Speicher	Arbeitsgasvolumen, TWh	%-Anteil an der Risikogr.
AT	92,2035	12,46%
BG	6,2700	0,85%
CZ	34,8316	4,71%
DE	232,9526	31,47%
HR	5,6049	0,76%
HU	67,5307	9,12%
IT	194,7151	26,31%
PL	33,2012	4,49%
RO	32,9932	4,46%
SK	39,8526	5,38%
Summe	740,1554	100,00%

Quelle: AGSI+

Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ostsee“ (BE, CZ, DK, DE, FR, LU, NL, AT, SK, SE)												
Erdgas, 2016, GWh	Inlandsförderung	Importe	Speicherbewegungen	Exporte	Bruttoinlandsverbrauch (BIV)	Konv. therm. KW	Heizwerke	Energet. Endverbrauch	Industrie	Verkehr	Andere Sektoren	Haushalte
AT	11 335	137 921	543	66 267	83 532	19 538	3 233	53 793	31 708	2 987	19 099	14 027
BE	0	173 986	-925	6 739	166 322	42 037	0	109 268	44 397	441	64 429	39 828
CZ	2 096	78 103	1 407	0	81 606	9 587	7 189	61 457	23 439	634	37 384	23 188
DE	76 193	949 231	17 386	224 804	818 007	176 902	25 563	609 645	226 680	5 185	377 780	120 824
DK	47 153	7 116	1 268	22 062	33 475	6 032	4 229	17 230	7 453	36	9 741	7 108
FR	209	479 595	4 335	38 804	445 529	67 702	8 325	338 280	114 292	792	223 195	140 296
LU	0	8 248	0	0	8 302	905	35	7 362	3 255	0	4 106	2 574
NL	464 287	364 497	4 467	485 461	350 395	104 021	1 531	202 397	56 636	496	145 265	82 569
SE	0	9 517	0	0	9 517	2 863	78	5 314	3 371	381	1 562	351
SK	891	42 066	2 350	0	45 306	4 739	2 762	29 791	9 236	1 648	18 907	12 421
Summe	602 165	2 250 279	30 831	844 138	2 041 991	434 326	52 946	1 434 537	520 467	12 600	901 469	443 188

Quelle: EUROSTAT Energiebilanzen

Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ostsee“ (BE, CZ, DK, DE, FR, LU, NL, AT, SK, SE)												
Erdgas, 2016, %-Anteile am BIV	Inlandsförderung	Importe	Speicherbewegungen	Exporte	Bruttoinlandsverbrauch (BIV)	Konv. therm. KW	Heizwerke	Energet. Endverbrauch	Industrie	Verkehr	Andere Sektoren	Haushalte
AT	13,57%	165,11%	0,65%	79,33%	100,00%	23,39%	3,87%	64,40%	37,96%	3,58%	22,86%	16,79%
BE	0,00%	104,61%	-0,56%	4,05%	100,00%	25,27%	0,00%	65,70%	26,69%	0,27%	38,74%	23,95%
CZ	2,57%	95,71%	1,72%	0,00%	100,00%	11,75%	8,81%	75,31%	28,72%	0,78%	45,81%	28,41%
DE	9,31%	116,04%	2,13%	27,48%	100,00%	21,63%	3,13%	74,53%	27,71%	0,63%	46,18%	14,77%
DK	140,86%	21,26%	3,79%	65,91%	100,00%	18,02%	12,63%	51,47%	22,26%	0,11%	29,10%	21,23%
FR	0,05%	107,65%	0,97%	8,71%	100,00%	15,20%	1,87%	75,93%	25,65%	0,18%	50,10%	31,49%
LU	0,00%	99,34%	0,00%	0,00%	100,00%	10,90%	0,42%	88,67%	39,21%	0,00%	49,46%	31,01%
NL	132,50%	104,02%	1,27%	138,55%	100,00%	29,69%	0,44%	57,76%	16,16%	0,14%	41,46%	23,56%
SE	0,00%	100,00%	0,00%	0,00%	100,00%	30,08%	0,82%	55,84%	35,42%	4,00%	16,41%	3,69%
SK	1,97%	92,85%	5,19%	0,00%	100,00%	10,46%	6,10%	65,75%	20,39%	3,64%	41,73%	27,42%
Summe	29,49%	110,20%	1,51%	41,34%	100,00%	21,27%	2,59%	70,25%	25,49%	0,62%	44,15%	21,70%

Quelle: EUROSTAT Energiebilanzen

Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ostsee“ (BE, CZ, DK, DE, FR, LU, NL, AT, SK, SE)		
Gas, Speicher	Arbeitsgasvolumen, TWh	%-Anteil an der Risikogr.
AT	92,2035	13,51%
BE	9,0013	1,32%
CZ	34,8316	5,10%
DE	232,9526	34,14%
DK	10,4200	1,53%
FR	133,0265	19,49%
NL	130,0339	19,05%
SE	0,1050	0,02%
SK	39,8526	5,84%
Summe	682,4270	100,00%

Quelle: AGSI+

Risikogruppe "Gasversorgung Nordafrika, Algerien" (EL, ES, FR, HR, IT, MT, AT, PT, SI):												
Erdgas, 2016, GWh	Inlandsförderung	Importe	Speicherbewegungen	Exporte	Bruttoinlandsverbrauch (BIV)	Konv. therm. KW	Heizwerke	Energet. Endverbrauch	Industrie	Verkehr	Andere Sektoren	Haushalte
AT	11 335	137 921	543	66 267	83 532	19 538	3 233	53 793	31 708	2 987	19 099	14 027
EL	111	40 271	206	0	40 589	25 974	0	12 183	6 411	221	5 552	3 828
ES	558	327 919	3 107	40 348	291 239	94 048	0	156 383	75 961	4 013	76 409	40 391
FR	209	479 595	4 335	38 804	445 529	67 702	8 325	338 280	114 292	792	223 195	140 296
HR	15 924	12 227	859	3 764	25 246	5 102	686	11 987	4 150	43	7 794	5 419
IT	55 107	621 880	553	2 019	675 520	264 434	0	386 577	97 257	12 860	276 460	198 860
MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PT	0	49 561	448	0	50 009	27 662	0	18 833	12 966	223	5 644	2 925
SI	50	8 151	0	0	8 200	910	262	6 960	4 832	33	2 095	1 337
Summe	83 294	1 677 524	10 051	151 203	1 619 863	505 368	12 505	984 995	347 576	21 171	616 248	407 081

Quelle: EUROSTAT Energiebilanzen

Risikogruppe "Gasversorgung Nordafrika, Algerien" (EL, ES, FR, HR, IT, MT, AT, PT, SI):												
Erdgas, 2016, %-Anteile am BIV	Inlandsförderung	Importe	Speicherbewegungen	Exporte	Bruttoinlandsverbrauch (BIV)	Konv. therm. KW	Heizwerke	Energet. Endverbrauch	Industrie	Verkehr	Andere Sektoren	Haushalte
AT	13,57%	165,11%	0,65%	79,33%	100,00%	23,39%	3,87%	64,40%	37,96%	3,58%	22,86%	16,79%
EL	0,27%	99,22%	0,51%	0,00%	100,00%	63,99%	0,00%	30,02%	15,79%	0,54%	13,68%	9,43%
ES	0,19%	112,59%	1,07%	13,85%	100,00%	32,29%	0,00%	53,70%	26,08%	1,38%	26,24%	13,87%
FR	0,05%	107,65%	0,97%	8,71%	100,00%	15,20%	1,87%	75,93%	25,65%	0,18%	50,10%	31,49%
HR	63,08%	48,43%	3,40%	14,91%	100,00%	20,21%	2,72%	47,48%	16,44%	0,17%	30,87%	21,46%
IT	8,16%	92,06%	0,08%	0,30%	100,00%	39,15%	0,00%	57,23%	14,40%	1,90%	40,93%	29,44%
MT												
PT	0,00%	99,10%	0,90%	0,00%	100,00%	55,31%	0,00%	37,66%	25,93%	0,44%	11,29%	5,85%
SI	0,61%	99,39%	0,00%	0,00%	100,00%	11,09%	3,19%	84,87%	58,93%	0,40%	25,54%	16,30%
Summe	5,14%	103,56%	0,62%	9,33%	100,00%	31,20%	0,77%	60,81%	21,46%	1,31%	38,04%	25,13%

Quelle: EUROSTAT Energiebilanzen

Risikogruppe "Gasversorgung Nordafrika, Algerien" (EL, ES, FR, HR, IT, MT, AT, PT, SI):		
Gas, Speicher	Arbeitsgasvolumen, TWh	%-Anteil an der Risikogr.
AT	92,2035	20,00%
ES	31,9759	6,93%
FR	133,0265	28,85%
HR	5,6049	1,22%
IT	194,7151	42,23%
PT	3,5700	0,77%
Summe	461,0959	100,00%

Quelle: AGSI+

Risikogruppe "Gasversorgung Nordafrika, Libyen" (HR, IT, MT, AT, SI):												
Erdgas, 2016, GWh	Inlandsförderung	Importe	Speicherbewegungen	Exporte	Bruttoinlandsverbrauch (BIV)	Konv. therm. KW	Heizwerke	Energet. Endverbrauch	Industrie	Verkehr	Andere Sektoren	Haushalte
AT	11 335	137 921	543	66 267	83 532	19 538	3 233	53 793	31 708	2 987	19 099	14 027
HR	15 924	12 227	859	3 764	25 246	5 102	686	11 987	4 150	43	7 794	5 419
IT	55 107	621 880	553	2 019	675 520	264 434	0	386 577	97 257	12 860	276 460	198 860
MT	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
SI	50	8 151	0	0	8 200	910	262	6 960	4 832	33	2 095	1 337
Summe	82 416	780 178	1 955	72 051	792 498	289 983	4 181	459 317	137 947	15 922	305 447	219 643

Quelle: EUROSTAT Energiebilanzen

Risikogruppe "Gasversorgung Nordafrika, Libyen" (HR, IT, MT, AT, SI):												
Erdgas, 2016, %-Anteile am BIV	Inlandsförderung	Importe	Speicherbewegungen	Exporte	Bruttoinlandsverbrauch (BIV)	Konv. therm. KW	Heizwerke	Energet. Endverbrauch	Industrie	Verkehr	Andere Sektoren	Haushalte
AT	13,57%	165,11%	0,65%	79,33%	100,00%	23,39%	3,87%	64,40%	37,96%	3,58%	22,86%	16,79%
HR	63,08%	48,43%	3,40%	14,91%	100,00%	20,21%	2,72%	47,48%	16,44%	0,17%	30,87%	21,46%
IT	8,16%	92,06%	0,08%	0,30%	100,00%	39,15%	0,00%	57,23%	14,40%	1,90%	40,93%	29,44%
MT												
SI	0,61%	99,39%	0,00%	0,00%	100,00%	11,09%	3,19%	84,87%	58,93%	0,40%	25,54%	16,30%
Summe	10,40%	98,45%	0,25%	9,09%	100,00%	36,59%	0,53%	57,96%	17,41%	2,01%	38,54%	27,72%

Quelle: EUROSTAT Energiebilanzen

Risikogruppe "Gasversorgung Nordafrika, Libyen" (HR, IT, MT, AT, SI):		
Gas, Speicher	Arbeitsgasvolumen, TWh	%-Anteil an der Risikogr.
AT	92,2035	31,52%
HR	5,6049	1,92%
IT	194,7151	66,56%
Summe	292,5235	100,00%

Quelle: AGSI+

Siehe auch den Anhang „PP\_2019\_Anhang\_05\_ENTSOG\_CAP\_2017\_Ao\_1189x841\_FULL\_064“

- 1.2. Beschreiben Sie das Gasnetz der einzelnen Mitgliedstaaten kurz mit folgenden Angaben:
- die wichtigsten Gasverbrauchszahlen: jährlicher Endgasverbrauch (Mrd. m<sup>3</sup>) und Aufschlüsselung nach Art der Kunden, Spitzennachfrage (Mio. m<sup>3</sup>/Tag);
  - eine Beschreibung der Funktionsweise des Gasnetzes auf nationaler Ebene, einschließlich Infrastruktur (soweit nicht unter Nummer 1.1.b erfasst);
  - die Angabe der für die Versorgungssicherheit relevanten Schlüsselinfrastruktur;
  - eine Aufschlüsselung, soweit möglich, der Gasimportquellen nach Herkunftsland;
  - eine Beschreibung der Rolle der Gasspeicherung in dem Mitgliedstaat mit folgenden Angaben:
    - Speicherkapazität (insgesamt und Arbeitsgas) im Vergleich zur Nachfrage während der Heizperiode,
    - maximale tägliche Entnahmekapazität bei unterschiedlichen Füllständen (idealerweise bei vollen Speichern und bei Füllständen am Ende der Heizperiode);
  - eine Beschreibung der Rolle der heimischen Produktion mit folgenden Angaben:
    - Produktionsmenge im Vergleich zum jährlichen Endgasverbrauch,
    - maximale tägliche Produktionskapazität;
  - eine Beschreibung der Rolle von Gas bei der Stromerzeugung (z. B. Bedeutung und Rolle als Ersatz für erneuerbare Energien) unter Einbeziehung der Erzeugungskapazität von Gaskraftwerken (insgesamt (MWe) und als Prozentsatz der gesamten Erzeugungskapazität) und der Kraft-Wärme-Kopplung (insgesamt (MWe) und als Prozentsatz der gesamten Erzeugungskapazität);
  - eine Beschreibung der Rolle von Energieeffizienzmaßnahmen und ihres Einflusses auf den jährlichen Gasendverbrauch.

Siehe die Anhänge:

- „PP\_2019\_Anhang\_01“, Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ukraine“ (BG, CZ, DE, EL, HR, IT [Koordination], LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK),
- „PP\_2019\_Anhang\_02“, Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ostsee“ (BE, CZ, DK, DE [Koordination], FR, LU, NL, AT, SK, SE),
- „PP\_2019\_Anhang\_03“, Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika, Algerien“ (EL, ES [Koordination], FR, HR, IT, MT, AT, PT, SI) und
- „PP\_2019\_Anhang\_04“, Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika, Libyen“ (HR, IT [Koordination], MT, AT, SI).

## 2. Zusammenfassung der Risikobewertung

Kurze Beschreibung der Ergebnisse der gemäß Artikel 7 durchgeführten einschlägigen gemeinsamen und nationalen Risikobewertung mit folgenden Angaben:

- a) eine Liste der bewerteten Szenarien und eine kurze Beschreibung der jeweils zugrunde gelegten Annahmen sowie der ermittelten Risiken/Defizite,
- b) die wichtigsten Schlussfolgerungen der Risikobewertung

### Nationale AT-Risikobewertung:

Marktgebiet (MG) Ost (umfasst die 7 Bundesländer Burgenland, Kärnten, Niederösterreich, Oberösterreich, Salzburg, Steiermark und Wien):

Untersucht wurden die folgenden 41 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 RF nach Westeuropa.
- Infrastrukturen (33):
  - (Gasstation) Baumgarten,
  - (Netzkopplungspunkt) Oberkappel,
  - (Netzkopplungspunkt) Arnoldstein,
  - (Netzkopplungspunkt) Überackern,
  - Leitung TAG (Trans Austria Gasleitung),
  - 4 Kompressorstationen entlang der Leitung TAG (Eggendorf, Grafendorf, Weitendorf, Ruden),
  - 9 Ausspeisestationen entlang der Leitung TAG (Eggendorf, Grafendorf, St. Margarethen, Weitendorf, Sulmeck/Greith, Ettendorf, Waisenberg, Ebenthal, Finkenstein),
  - Leitung WAG (West Austria Gasleitung),
  - 2 Kompressor- und Ausspeisestationen entlang der Leitung WAG (Kirchberg, Rainbach),
  - 3 Ausspeisestationen entlang der Leitung WAG (Großgöttfritz, Bad Leonfelden, Arnreith),
  - Leitung Penta West,
  - Kompressorstation Neustift an der Leitung Penta West,
  - Produktionsanlagen von OMV und RAG (2),
  - 5 Speicherstandorte (Schönkirchen, Tallesbrunn, Puchkirchen, 7fields/Zagling, Aigelsbrunn & Haidach 5).

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

Einige Risikoelemente sind in mehrere Teilsysteme (Komponenten) aufgegliedert: 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 (Leitungsabschnitte).

In Summe sind dies 60 Teilsysteme.

Pro Teilsystem jedes Risikoelementes sind mehrere Störungen möglich; die Gesamtzahl der untersuchten Störungen beläuft sich auf 484.

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.

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 marktbasierter Maßnahmen sichergestellt,
- (4) schwerwiegend => Versorgung geschützter Kunden nur mit nicht-marktbasierter Maßnahmen sichergestellt,
- (5) sehr schwerwiegend => Keine Versorgung geschützter Kunden sichergestellt;

Die Einschätzung der Wahrscheinlichkeit des Eintretens der Störung erfolgt anhand einer fünfstufigen Skala:

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

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	39	4	0	0	5
	4	wahrscheinlich einmal in 10 Jahren	0	2	2	0	0
	3	möglich einmal in 10 - 30 Jahren	41	25	1	1	13
	2	unwahrscheinlich einmal in 30 - 100 Jahren	195	52	6	0	45
	1	sehr unwahrscheinlich seltener als einmal in 100 Jahren	28	14	1	1	9
Risikomatrix - gesamt			gering 1	mäßig 2	bedeutend 3	schwerwiegend 4	sehr 5
Schwere der Auswirkung							
mögliche Störungen in Bezug auf Risikoelemente /			Anzahl	% - Anteil			
geringes Risiko			402	83,1%			
moderates Risiko			64	13,2%			
hohes Risiko			18	3,7%			
Summe			484	100,0%			

Im MG Ost wurden in Summe 18 mögliche Störungen im hohen Risikobereich (alle von regionaler / lokaler Bedeutung) identifiziert.

Sie betreffen die Risikoelemente:

- 14. Ausspeisestation Grafendorf (TAG, Verbindung zur Verteilerebene im mittleren Burgenland) (3 Störungen),
- 15. Ausspeisestation St. Margarethen (TAG, Verbindung zur Verteilerebene in der Südost-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)

Konkret besteht das Risiko der Unterbrechung der Gasleitung (Ebene 2) unmittelbar nach der Station bzw. Komplettausfall der Ausspeisestation für die Dauer von 1 bis 3 Tagen.

Gründe dafür sind

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

Die Empfehlungen zu Verringerung dieser Risiken sind:

- Speichervolumen des Ebene 2 Leitungsnetzes klären; Problem: vorliegende Datenstruktur erlaubt es nicht, die geschützten Kunden vom gesamten Kundenaggregat zu trennen.
- Einsatz alternativer Einspeisemöglichkeiten klären; Problem: vorliegende Datenstruktur erlaubt es nicht, die geschützten Kunden vom gesamten Kundenaggregat zu trennen.
- Thematisierung dieser Störungen mit dem betroffenen Verteilernetzbetreiber.

Im MG Ost wurden in Summe 64 mögliche Störungen im moderaten Risikobereich identifiziert, 5 davon sind für das gesamte MG Ost von Bedeutung, die restlichen von regionaler / lokaler Bedeutung.

Die 5 möglichen Störungen mit Bedeutung für das gesamte MG Ost betreffen das Risikoelement:

- 1. ENTRY Point Baumgarten (Gasfluss über diesen) (5 Störungen) und

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 die Dauer von 6 Monaten (Oktober bis März, d. h. ein ganzes Winterhalbjahr) und

Gründe dafür sind:

- (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.

Die Empfehlungen zu Verringerung dieser Risiken sind:

- Ermittlung der max. techn. Entnahme aus den Speichern OMV, RAG und Uniper für 30 Tage (Winter) bzw. 182 Tage (Winter),

- Prüfung alternativer Routen (z.B. Import über Oberkappel und Überackern [Speicher], Nord-Stream: RF->DE->CZ->SK->AT, Rev. Flow aus IT, LNG), Entnahmemöglichkeiten aus den Speichern Haidach und 7Fields, höhere Bevorratung,

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 2 Monaten.

Gründe dafür sind:

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

Die Empfehlungen zu Verringerung dieser Risiken sind:

- Speichervolumen des Ebene 2 Leitungsnetzes klären; Problem: vorliegende Datenstruktur erlaubt es nicht, die geschützten Kunden vom gesamten Kundenaggregat zu trennen.
- Einsatz alternativer Einspeisemöglichkeiten klären; Problem: vorliegende Datenstruktur erlaubt es nicht, die geschützten Kunden vom gesamten Kundenaggregat zu trennen.
- Sicherstellen raschen Reagierens von Bereitschaftsdiensten sowie technische Vorkehrungen im Zusammenhang mit elektrischen Ausfällen.

MG Tirol und MG Vorarlberg:

Untersucht wurden die folgenden 4 Risikoelemente und ihre insgesamt 12 Teilsysteme:

- 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,

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,
  - Totalausfall für die Dauer von bis zu 2 Wochen wegen,
    - Technischen Versagens,

- Sabotage / Anschlag,
- Naturereignis,
- Politischem Grund.
- Teilweiser Ausfall für die Dauer von bis zu 2 Wochen 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.

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.

Eintretswahrscheinlichkeit	5	<i>sehr wahrscheinlich, mehr als einmal in 10 Jahren</i>	0	0	0	0	0
	4	<i>wahrscheinlich, einmal in 10 Jahren</i>	0	0	0	0	0
	3	<i>möglich, einmal in 10 bis 30 Jahren</i>	0	3	2	0	0
	2	<i>unwahrscheinlich, einmal in 30 bis 100 Jahren</i>	9	3	1	1	1
	1	<i>sehr unwahrscheinlich, seltener als einmal in 100 Jahren</i>	0	1	1	2	1
			<i>gering</i>	<i>mäßig</i>	<i>bedeutend</i>	<i>schwerwiegend</i>	<i>sehr</i>
			1	2	3	4	5
<i>Schwere der Auswirkung</i>							
mögliche Störungen in Bezug auf Risikoelemente / Teilsysteme		Anzahl		% - Anteil			
geringes Risiko		20		80,0%			
moderates Risiko		5		20,0%			
hohes Risiko		0		0,0%			
Summe		25		100,0%			

Im MG Tirol und im MG Vorarlberg wurden 5 mögliche Störungen im moderaten Risikobereich identifiziert.

Diese 5 möglichen Störungen betreffen die Risikoelemente:

- 1. Entry Points Tirol und Vorarlberg (2 Störungen),
- 2. Gasflüsse aus/über Deutschland (1 Störung) und
- 3. Gaslieferungen aus Russland (2 Störungen).

Konkret bestehen folgende Risiken:

- Totalausfall des Übergabepunktes Vils zum Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH für 1 Tag bis 1 Woche,
- Totalausfall der Lieferungen in das Netz der TIGAS Erdgas Tirol GmbH bzw. das Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH für 1 Tag bis 1 Woche,
- Totalausfall der Lieferungen in das Netz der TIGAS Erdgas Tirol GmbH bzw. das Netz der Erdgasversorgung Außerfern GmbH für bis zu 2 Wochen und
- Totalausfall der Lieferungen in das Netz der Vorarlberger Energienetze GmbH bzw. das Netz der Stadtwerke Bregenz GmbH für bis zu 2 Wochen.

Gründe dafür sind:

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

Die Empfehlungen zu Verringerung dieser Risiken sind:

- Vorhaltung kritischer Anlagenkomponenten/Betriebsmittel,
- Stationierung der Mechanikerteams so, dass kritische Punkte schnellst möglich erreicht werden können um Zeitdauer zu reduzieren,
- vertragliche Vorkehrungen in neuen Verträgen mit Kunden und Lieferanten
- Diversifizierung der Beschaffung (mehrere Lieferanten) und
- Überprüfung und Aktualisierung bestehender Vereinbarungen mit angrenzenden Netzbetreibern/Lieferanten.

#### **Gemeinsame Risikobewertung der Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ukraine“ (BG, CZ, DE, EL, HR, IT [Koordination], LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK):**

In der gemeinsamen Risikobewertung der RG wurden die folgenden Szenarien untersucht:

- S.01 Ausfall des UA-Korridors
  - S.01 a) N-1-Fall: Ausfall des Netzkopplungspunktes Uzhgorod (UA)/Velké Kapušany (SK) für 7 Tage,
  - S.01 b) Ausfall aller Netzkopplungspunkte mit der UA für 14 Tage,
  - S.01 c) Ausfall aller Netzkopplungspunkte mit der UA für 30 Tage,
- S.02 Ausfall des UA-Korridors während einer Kälteperiode
  - S.02 a) N-1-Fall: Ausfall des Netzkopplungspunktes Uzhgorod (UA)/Velké Kapušany (SK) für 7 Tage,
  - S.02 b) Ausfall aller Netzkopplungspunkte mit der UA für 14 Tage,
- S.03 Ausfall der RF-Exporte in die EU
  - S.03 a) Stopp der Gasflüsse auf allen Lieferwegen aus der RF für 14 Tage,
  - S.03 b) Stopp der Gasflüsse auf allen Lieferwegen aus der RF für 30 Tage,
- S.04 Ausfall von Baumgarten, Stopp des Gasflusses in der Station für 7 Tage,
- S.05 Ausfall von Lanžhot, Stopp des Gasflusses in der Station für 7 Tage,
- S.06 Ausfall von Oberkappel, Stopp des Gasflusses in der Station für 7 Tage,
- S.07 Ausfall von Isaccea (RO) / Orlovka (UA), Stopp des Gasflusses in der Station für 7 Tage,
- S.08 Ausfall der Lieferungen aus Algerien, Stopp der Lieferquellen algerischen Ursprungs (Pipeline und LNG) für 30 Tage.

Auswirkungen auf AT:

- S.01 Ausfall des UA-Korridors
  - S.01 a): keine Auswirkungen,
  - S.01 b): keine Auswirkungen,
  - S.01 c): keine Auswirkungen, erhöhte Auslastung des Netzkopplungspunktes Oberkappel,
- S.02
  - S.02 a): keine Auswirkungen,
  - S.02 b): keine Auswirkungen, erhöhte Auslastung des Netzkopplungspunktes Oberkappel,
- S.03
  - S.03 a) keine Auswirkungen,
  - S.03 b): keine Auswirkungen,
- S.04: keine Auswirkungen,
- S.05: keine Auswirkungen,
- S.06: keine Auswirkungen,
- S.07: keine Auswirkungen,
- S.08: keine Auswirkungen, erhöhte Auslastung des Netzkopplungspunktes Arnoldstein.

#### Schlussfolgerungen:

Die Ausformulierung der vorliegenden gemeinsamen Risikobewertung wurde unter vollständiger Einhaltung der Bestimmungen der Verordnung und insbesondere mittels der Vorlage für die gemeinsame Risikobewertung in Anhang IV durchgeführt.

Die RG Gasversorgung Ost mit dem Fokus auf der Gasversorgung via die UA kommt, nach Berücksichtigung der Infrastruktur und Gasversorgungsstandards, der Definition der geschützten Kunden für jeden involvierten MS und den Ergebnissen der GEMFLOW-Analyse der Risikoeinschätzung, zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Die Infrastruktur- und Gasversorgungsstandards sind ausreichend erfüllt. Durch die Anwendung der N-1-Formel auf regionaler Ebene wurde gezeigt, dass die technische Kapazität der Gasinfrastrukturen ausreichend ist um den Gesamtgasbedarf der involvierten MS zu decken, wenn die größte einzelne Infrastruktur unterbrochen ist und wenn alle Infrastrukturen, welche die UA mit dieser Gruppe der MS verbinden unterbrochen sind.
- Unter den betrachteten Risikoszenarien sind einige, welche für manche der MS in dieser RG potenziell problematisch sind. Mit Ausnahme des Baumgarten-Szenarios (S.04), welches sich hauptsächlich auf SI und in geringerem Ausmaß auf IT und HR auswirkt, betreffen alle anderen Szenarien, die mögliche Einschränkungen der Belieferung von Verbrauchern mit sich bringen, den östlichen Korridor der UA Versorgungsroute, nämlich die Balkanroute. Die GEMFLOW-Simulation zeigt, das RO (in geringerem Ausmaß), BG und EL (beide hauptsächlich) Lieferproblemen auf der UA-Route sehr stark ausgesetzt sind: Sie weisen in den Szenarien 01)b, 01)c, 02)b, 03)a, 03)b und, in höherem Ausmaß, 07) ungedeckte Nachfrage auf.
- Auch wenn die Analysen einiger Szenarien die Möglichkeit von schwierigen Situationen zum Ergebnis haben, so ist S 01)c doch das mit der größten Herausforderung sowohl für die Nachfrage als auch für die Verfügbarkeit von Flexibilität bei Fernleitungskapazität, in Anbetracht eines Ausfalls aller Netzkopplungspunkte mit der UA für die Dauer von 30 Tagen Anfang Februar. Die Simulation zeigt eine angespannte Situation für Netzkopplungspunkte

von und nach DE, SK und HU (die Nutzungsraten liegen bei 90 % bis 100 %) und möglichen nicht gedeckten Bedarf in RO (-3 %), BG (-78 %) und EL (-38 %)

- Eine andere bemerkenswerte Situation zeigt das Szenario S03)a, bei welchem, unter der Annahme eines Stopps der Gasflüsse auf allen Liefer Routen aus der RF für die Dauer von 14 Tagen Anfang Februar, BG, EL und RO hohe Anteile von nicht gedecktem Gasbedarf aufweisen während gleichzeitig einige andere MS unter angespannten Versorgungssituationen leiden, auch wenn die Simulation keine signifikanten Anteile von nicht gedeckter Nachfrage ausweist, sondern nur geringe Mengen von nicht gedecktem Bedarf. Das schwierigste Szenario betreffend den Verbrauch von Gas aus Speichern ist S03)b, ein Stopp der Gasflüsse auf allen Liefer Routen aus der RF für die Dauer von 14 Tagen Anfang Februar, mit 13,5 GSm<sup>3</sup>.

### **Gemeinsame Risikobewertung der Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ostsee“ (BE, CZ, DK, DE [Koordination], FR, LU, NL, AT, SK, SE):**

In der gemeinsamen Risikobewertung der RG wurden die folgenden Szenarien untersucht:

Eine 50%-Kapazitätsreduktion am Netzkopplungspunkt Greifswald (an der DE-Ostseeküste, verbindet die Offshore-Pipeline Nord Stream mit dem DE-Fernleitungsnetz):

- für die Dauer von 2 Monaten bei durchschnittlichen Winterbedingungen,
- bei extremen Temperaturen für die Dauer von 14 Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen,
- an einem Tag mit Spitzenlast wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt.

Eine 100%-Kapazitätsreduktion am Netzkopplungspunkt Greifswald:

- bei extremen Temperaturen für die Dauer von 14 Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen,
- an einem Tag mit Spitzenlast wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt.

Auswirkungen dieser Kapazitätsreduktion auf AT:

Unter der Voraussetzung das die Lieferanten/Importeure von Gas aus der Russischen Föderation ihre Mengen in Baumgarten liefern/empfangen können (d. h. das Gas wird nicht oder nicht zum größten Teil via Nord Stream, DE, CZ und SK transportiert) sollte es keine signifikante Auswirkung auf die Versorgungssituation in AT geben. Ein Anlieferungsproblem in DE würde jedoch wahrscheinlich zu Preisentwicklungen in den MG NCG und Gaspool führen, welche eine verstärkte Handelstätigkeit und die Nutzung von Preisspannen bewirken könnten. Dies wiederum könnte eine Steigerung der Gastransporte via Oberkappel nach DE auslösen.

Wenn allerdings auch Gaslieferungen nach AT via Baumgarten betroffen wären, so könnte dies zu einem Rückgang der Gasflüsse via Oberkappel nach DE führen oder – im Falle von entsprechenden Preisentwicklungen – zu einem Anstieg der Gasflüsse von DE nach AT.

Für Tirol und Vorarlberg wesentlich ist die Liquiditätssituation im MG NCG. Wenn im MG NCG ausreichend Liquidität vorhanden ist, dann sollten diese beiden westlichen AT MG nicht mit Problemen konfrontiert sein.

Die Reaktion der Marktteilnehmer wird vermutlich durch Preisentwicklungen bestimmt; es ist sehr wahrscheinlich, dass nahe DE gelegenen und mit seinem südlichen MG verbundenen Speicherstandorte in größerem Ausmaß genutzt würden.

Schlussfolgerung:

Die Beschreibungen der Infrastrukturen der MS in der RG zeigen ein engmaschiges System in der Region. Mehrere Routen und Quellen sind für die Belieferung dieser RG verfügbar.

Auch die hohe Verfügbarkeit von Gasspeicheranlagen (alleine DE verfügt über 34 Gasspeicher) und deren Kapazität spielt für die Versorgungssicherheit dieser Region eine wichtige Rolle. Zusammen mit den Speicheranlagen der anderen MS in der RG steht ausreichende Speicherkapazität für ein hohes Maß an Versorgungssicherheit zur Verfügung.

Weiters spielen Investitionsmaßnahmen in Gasinfrastruktur eine wichtige Rolle bei der weiteren Steigerung der Versorgungssicherheit. Der Großteil dieser Investitionsmaßnahmen in DE hat eine direkte positive Auswirkung auf grenzüberschreitende Kapazitäten zu angrenzenden MS. Zusätzliche Transportkapazitäten schaffen Möglichkeiten für Großhandelsmärkte und eine Diversifizierung von Transportrouten und Versorgungsquellen.

Die liquiden Großhandelsmärkte in dieser Region üben einen positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit aus. Die Marktgebiete TTF in den NL sowie Gaspool und Net Connect Germany in DE gehören zu den Handelsplätzen mit der höchsten Liquidität in Europa.

Die Region erfüllt den N-1-Standard. Die Berechnung wurde für zwei Entry-Punkte in der Region durchgeführt, nämlich für Greifswald und für Velke Kapusany. Beide Berechnungen zeigen, dass die Region gut über 100 % liegt. Dies wird sich in Zukunft durch Umsetzung substanzieller Infrastrukturmaßnahmen weiter verbessern.

Die RG hat keine besonders hohe Gefährdung durch Risiken identifiziert. Natürlich existieren Risiken und sie können nicht mit Sicherheit ausgeschlossen werden. Insbesondere technische Risiken können ernsthafte Infrastrukturstörungen verursachen, wie die Ereignisse in Baumgarten (Dezember 2017) gezeigt haben. Gleichzeitig ist es jedoch wichtig auf die Tatsache hinzuweisen, dass in der Infrastruktur der Region ein hohes Maß an Widerstandsfähigkeit geschaffen wurde. In der weiteren Analyse wurden repräsentative Szenarien und Unterbrechungszeiträume definiert um einen weiten Bereich von potenziellen Auswirkungen von Risiken und Störungen abzudecken.

Die Analyse zeigte, dass jeder MS in der RG in der Lage ist, die Auswirkungen der Unterbrechungsszenarien mit seiner eigenen Infrastruktur und mit alternativen Lieferquellen abzudecken.

Die Kapazitätsreduktion würde keine Kürzung der Belieferung von Verbrauchern verursachen. Die fehlende Kapazität könnte durch andere Mittel, wie Bezug über alternative Importpunkte, LNG, Speicher etc. ausgeglichen werden. Die Analyse zeigte auch, dass die MS eigene Maßnahmen ergreifen könnten, um die Unterbrechungsszenarien zu bewältigen.

Die Widerstandsfähigkeit des Gasnetzes in Nordwesteuropa wird durch Inlandsförderung, Importe und Speicher gestärkt und durch einen reifen und liquiden Gasmarkt unterstützt, der seine



Fähigkeit, die Erwartungen zu erfüllen auch während eine Kombination von Infrastrukturausfall und erhöhter Nachfrage demonstriert hat.

**Gemeinsame Risikobewertung der Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika, Algerien“ (EL, ES [Koordination], FR, HR, IT, MT, AT, PT, SI):**

In der gemeinsamen Risikobewertung der RG wurden die folgenden Szenarien untersucht:

- Vollständige Unterbrechung der Gaslieferungen aus Algerien (Pipeline und LNG) für 2 Monate,
- Unterbrechung der Lieferungen über die Maghreb-Europe Pipeline (Algerien->Marokko->ES) für 2 Monate,
- Unterbrechung der Transmed-Pipeline (Algerien->Tunesien->IT) für 2 Monate,
- Ausfall der Verflüssigungsanlagen in Algerien für 2 Monate.

Auswirkungen auf die RG insgesamt und auf AT (siehe die Seiten 49 bis 51):

Bei keinem Szenario wurde eine Einschränkung der Lieferungen an Verbraucher festgestellt. Unter Berücksichtigung des Umstandes, dass die Auslastung der Infrastruktur deutlich unter der technischen Kapazität liegt sind die Ergebnisse auch im Falle des herausforderndsten Szenarios und wenn die LNG Anlieferungen niedriger sind, als von der IEA vorgeschlagen, positiv.

Betreffend die Inanspruchnahme der Infrastruktur ist zu sagen, das im Falle des herausforderndsten Szenarios das ES-Gassystem die wesentlichsten LNG-Mengen anzieht. Trotzdem arbeiten die ES LNG-Anlagen an Tagen mit Spitzenverbrauch mit 90 % der Kapazität und während der letzten Woche der Unterbrechung mit 70 %. Folglich sind diese LNG-Anlagen zwar stark ausgelastet, sie können die benötigten Mengen aber bewältigen ohne exzessive Ausstoß-Raten zu erreichen.

Andererseits ist die Anlandung von LNG der Hauptengpass für die RG. Die LNG-Mengen, welche in der Simulation geliefert werden liegen unter jenen, welche von der IEA beschrieben wurde, auch wenn auf See befindliche Mengen nicht berücksichtigt werden. Diese LNG-Mengen sind groß, aber realistisch.

AT: das nationale Gassystem kann die Ausgeglichenheit ohne Schwierigkeiten aufrechterhalten, aber an Tagen mit Spitzenverbrauch und am Ende der Unterbrechungsperiode steigen die Gasflüsse nach IT signifikant an. Der Nettogasfluss ist negativ, AT ist Nettoexporteur und spielt für die Sicherstellung des Gleichgewichtes in IT eine Schlüsselrolle.

Schlussfolgerungen:

Die RG Algerien zeigt eine hohe Widerstandsfähigkeit auch im Falle einer vollständigen Unterbrechung der Gaslieferungen aus Algerien, die unwahrscheinlich ist. Alternative Infrastrukturen, besonders LNG-Anlagen, stützen das Gassystem und helfen dabei, Liefereinschränkungen zu vermeiden.

Obwohl die erforderliche Menge unerschwinglich zu sein scheint, zeigt der Input der IEA für die RG dass sie plausibel ist. Die Preisauswirkungen auf die am meisten betroffenen MS, besonders ES, können beträchtlich sein, aber die Versorgung ist gewährleistet.

## Gemeinsame Risikobewertung der Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika, Libyen“ (HR, IT [Koordination], MT, AT, SI):

Untersucht wurden folgende Risikoszenarien mit folgenden Ergebnissen:

- S.01. Ausfall des Netzkopplungspunktes Baumgarten:
  - S.01.a) extreme Temperaturen (Jänner/Februar) an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast:  
Ergebnis: Die Nachfrage in AT kann vollständig gedeckt werden. Die Höchstwerte für nicht gedeckte Nachfrage liegen bei 7 % für IT, 75 % für SI und 5 % für HR.
  - S.01.b) siebentägige Kältewelle in der zweiten Märzwoche:  
Ergebnis: Die nicht gedeckte Nachfrage liegt in SI bei durchschnittlich 42 % in IT bei durchschnittlich 0,5 %. Die Nachfrage in AT und in HR kann vollständig gedeckt werden. Der Höchstwert der nicht gedeckten Nachfrage in SI liegt bei 43 %.
  - S.01.c) dreißigtägige Kältewelle ab Anfang Februar:  
Ergebnis: Durchschnittlich rund 34 % der Nachfrage in SI können nicht gedeckt werden. Die Nachfrage in AT und in IT kann vollständig gedeckt werden, HR könnte mit einer geringen Unterdeckung (< 0,5 %) konfrontiert sein. Der Höchstwert der Unterdeckung in SI liegt bei 34 %.
- S.02. Ausfall der Lieferungen aus Algerien:
  - S.02.a) Ausfall der Lieferungen aus Algerien via Pipeline für dreißig Tage ab Anfang Februar:  
Ergebnis: In allen MS kann die Nachfrage vollständig gedeckt werden.
  - S.02.b) Ausfall der LNG-Lieferungen aus Algerien für dreißig Tage ab Anfang Februar:  
Ergebnis: In allen MS kann die Nachfrage vollständig gedeckt werden.
  - S.02.c) Ausfall aller Lieferungen (Pipeline + LNG) aus Algerien für dreißig Tage ab Anfang Februar:  
Ergebnis: In allen MS kann die Nachfrage vollständig gedeckt werden.
- S.03 Ausfall der Lieferungen aus Libyen:
  - S.03.a) Ausfall der Lieferungen via Greenstream (Offshore-Pipeline von Libyen nach IT) für dreißig Tage ab Anfang Februar:  
Ergebnis: In allen MS kann die Nachfrage vollständig gedeckt werden.
  - S.03.b) Ausfall der Lieferungen via Greenstream für einhundertfünfzig Tage ab Anfang November:  
Ergebnis: In allen MS kann die Nachfrage vollständig gedeckt werden.

Auswirkungen auf AT:

- S.01.
  - S.01.a): keine Auswirkungen,
  - S.01.b): keine Auswirkungen,
  - S.01.c) keine Auswirkungen, erhöhte Auslastung des Netzkopplungspunktes Oberkapfel,
- S.02.
  - S.02.a): keine Auswirkungen, erhöhte Auslastung des Netzkopplungspunktes Arnoldstein,
  - S.02.b): keine Auswirkungen, erhöhte Auslastung der Netzkopplungspunkte Arnoldstein und Baumgarten,

- S.02.c) keine Auswirkungen, erhöhte Auslastung der Netzkopplungspunkte Arnoldstein und Baumgarten,
- S.03
  - S.03.a): keine Auswirkungen, erhöhte Auslastung des Netzkopplungspunktes Arnoldstein,
  - S.03.b) keine Auswirkungen.

Schlussfolgerungen:

Die Ausformulierung der vorliegenden gemeinsamen Risikobewertung wurde unter vollständiger Einhaltung der Bestimmungen der Verordnung und insbesondere mittels der Vorlage für die gemeinsame Risikobewertung in Anhang IV durchgeführt.

Die RG Gasversorgung Nordafrika mit dem Fokus auf der Gasversorgung aus Libyen kommt, nach Berücksichtigung der Infrastruktur und Gasversorgungsstandards, der Definition der geschützten Kunden für jeden involvierten MS und den Ergebnissen der GEMFLOW-Analyse der Risikoeinschätzung, zu folgenden Schlussfolgerungen:

- Die Berechnung der N-1-Formel auf regionaler Ebene (siehe die Seiten 9 bis 12) zeigt, dass die technische Kapazität der Gasinfrastruktur gerade ausreicht, um die Nachfrage in den betroffenen MS im Falle des Ausfalls der größten Einzelinfrastruktur zu decken. Unter Berücksichtigung von aktuellen Kapazitätsreduktionen (Anmerkung: dies bezieht sich auf die derzeit eingeschränkte Verfügbarkeit der TENP-Pipeline, welche DE via CH mit IT verbindet) ist System derzeit störungsanfälliger, als in der Vergangenheit.
- Die schwierigsten Szenarien für die MS in dieser Risikogruppe hängen mit anderen Versorgungsquellen als Libyen zusammen. Eine Gefährdung der Versorgung geht nur von den Szenarien betreffend Baumgarten aus. Insbesondere das Szenario S.01.a) (Ausfall des Netzkopplungspunktes Baumgarten bei extremen Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast im Jänner/Februar) ist als große Herausforderung zu sehen, da ein beträchtlicher Teil der Nachfrage in SI und kleinere Teile der Nachfrage in IT und HR nicht gedeckt werden können.

Die Ausformulierung dieser gemeinsamen Risikobewertung wurde ohne den Prozess der Sitzungen und des direkten Austausches mit den involvierten MS durchgeführt da, angesichts des Umstandes, dass MT mit dem europäischen Gasnetz noch nicht verbunden ist, diese RG eine Untergruppe der RF Gasversorgung Ost Ukraine ist. Dies wird sich für die nächste Erstellung des Dokumentes ändern, wenn die Verbindungsleitung zwischen MT und dem IT-Gasnetz (PCI 5.19) und dem EU-Gasnetz in den Zeitrahmen für die nächste gemeinsame Risikobewertung fallen wird.

### 3. Infrastrukturstandard (Artikel 5)

Beschreiben Sie, wie die Einhaltung des Infrastrukturstandards erfolgt, mit Angabe der wichtigsten Werte, die für die N – 1-Formel verwendet werden, ebenso wie alternative Optionen für seine Einhaltung (zusammen mit benachbarten Mitgliedstaaten, nachfrageseitigen Maßnahmen) und die vorhandenen bidirektionalen Kapazitäten wie folgt:

#### 3.1. N – 1-Formel

- i) Benennung der größten einzelnen Gasinfrastruktur von gemeinsamem Interesse für die Region;
- ii) Berechnung der N – 1-Formel auf regionaler Ebene;

- iii) Beschreibung der Werte, die für alle Elemente in der  $N - 1$  Formel verwendet werden, einschließlich der für die Berechnung verwendeten Zwischenwerte (z. B. für EPm Angabe der Kapazität aller Einspeisepunkte, die bei diesem Parameter berücksichtigt wurden);
- iv) Angabe der für die Berechnung der Parameter in der  $N - 1$  Formel (z. B. Dmax) zugrunde gelegten Methodologien und etwaigen Annahmen (Verwendung von Anhängen zwecks ausführlicher Erläuterungen).

Siehe die Ausführungen zum Infrastrukturstandard in den Anhängen:

- „PP\_2019\_Anhang\_01“, Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ukraine“ (BG, CZ, DE, EL, HR, IT [Koordination], LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK),
- „PP\_2019\_Anhang\_02“, Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ostsee“ (BE, CZ, DK, DE [Koordination], FR, LU, NL, AT, SK, SE),
- „PP\_2019\_Anhang\_03“, Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika, Algerien“ (EL, ES [Koordination], FR, HR, IT, MT, AT, PT, SI) und
- „PP\_2019\_Anhang\_04“, Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika, Libyen“ (HR, IT [Koordination], MT, AT, SI).

### 3.2. Nationale Ebene

#### a) $N - 1$ -Formel

- i) Benennung der größten einzelnen Gasinfrastruktur;

Netzkopplungspunkt Baumgarten an der Grenze AT/SK

- ii) Berechnung der  $N - 1$ -Formel auf nationaler Ebene;

- iii) Beschreibung der Werte, die für alle Elemente in der  $N - 1$  Formel verwendet werden, einschließlich der für die Berechnung verwendeten Zwischenwerte (z. B. für EPm Angabe der Kapazität aller Einspeisepunkte, die bei diesem Parameter berücksichtigt wurden);
- iv) Angabe der für die Berechnung der Parameter in der  $N - 1$  Formel (z. B. Dmax) gegebenenfalls zugrunde gelegten Methodologien (Verwendung von Anhängen zwecks ausführlicher Erläuterungen);

#### **Infrastrukturstandard**

Der Infrastrukturstandard wird gemäß der ab 01.11.2017 gültigen Verordnung (EU) 2017/1938 berechnet. Dieser Infrastrukturstandard legt fest, dass die Kapazität im Betrachtungsraum (MG Ost in AT) so ausgerichtet sein muss, dass eine sehr hohe Nachfrage auch bei Ausfall der größten Infrastruktur (Baumgarten) gedeckt werden kann.

In Zusammenarbeit mit den Fernleitungsunternehmen hat der MVGM den Infrastrukturstandard für das MG Ost erhoben.

Für das MG Ost ist das Ergebnis der  $N-1$ -Formel 130 %. Dieses Ergebnis belegt, dass die Erdgasversorgung im MG Ost der Anforderung laut Verordnung (EU) 2017/1938 von > 100% gerecht wird.

Ein Infrastrukturstandard mit 130% widerspiegelt eine gute Versorgungssicherheit in Bezug auf die Infrastruktur. Projekte, die die Integration mit dem benachbarten Ausland zusätzlich unterstützen sind zur weiteren Hebung der Versorgungssicherheit positiv zu bewerten.

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

Im Jahr 2016 und in den Jahren davor wurde der Infrastrukturstandard gemäß Verordnung (EU) Nr. 994/2010 berechnet. Die Ergebnisse der N-1-Formel waren durchaus höher, da die Kapazitäten an den Grenzübergabepunkten nicht länderübergreifend betrachtet wurden und bei den Speichern die Kapazität bei 100% Arbeitsgasvolumen angesetzt wurde.

Anlagenbezeichnung	Techn. Kapazität [Mio. Nm <sup>3</sup> /d]	Definition & Erläuterung
Baumgarten (GCA, WAG, TAG)	140,34	Exit Slowakei
Oberkappel	21,95	Minimum aus Exit NCG und WAG Kap OK-->BM
Überackern	0	in Oberkappel integriert
Arnoldstein	0	derzeit noch DZK, daher Null
Freilassing&Laa/ Thaya	0,87	ausgewiesene Standardkapazität
<b>EPm</b>	<b>163,16</b>	
Produktion OMV	2,73	gebuchte Standardkapazität
Produktion RAG	0,49	gebuchte Standardkapazität
<b>Pm</b>	<b>3,22</b>	
Speicher OMV	23,36	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Speicher RAG ES	15,11	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
7Fields Fernleitung	0	
7Fields Verteilerg Gebiet	3,56	bei Speicherstand von 30% Arbeitsgasvolumen
Haidach Verteilerg Gebiet	0	
<b>Sm</b>	<b>42,04</b>	
<b>LNGm</b>	<b>0</b>	
<b>Im</b>	<b>140,34</b>	
<b>Dmax</b>	<b>52,40</b>	Baseline-Szenario Max. der nächsten 10 Jahre
<b>N - 1</b>	<b>130%</b>	

Quelle: AGGM (KNEP 2018)

Anmerkung zur Anlage „7Fields Fernleitung“: die Entnahmekapazität ist im Wert für „Oberkappel“ enthalten.

## Beschreibung und Begründung zu den Parametern

### Berechnetes Gebiet:

Der Infrastrukturstandard für das AT MG Ost errechnet.

### "D<sub>max</sub>" gesamte tägliche Gasnachfrage:

VO (EU) 2017/1938 Anhang II (2) definiert den Parameter „D<sub>max</sub>“, wobei in VO (EU) 2017/1938 Art. 5 der Zusatz bezüglich der Berücksichtigung der Entwicklung beim Erdgasverbrauch und der langfristigen Auswirkungen der Energieeffizienzmaßnahmen getroffen wird.

Die bis dato maximale historische tägliche Gasnachfrage trat im Februar 2012 auf. Am Gastag 10.02.2012 wurden im MG Ost 51,9 Mio. Nm<sup>3</sup> abgesetzt. In den stromerzeugenden Kraftwerken wurden an diesem Tag 16,38 Mio. Nm<sup>3</sup> verbraucht, wobei die Kraftwerke nicht den gesamten Tag mit Vollast in Betrieb waren. Bei 24h Vollastbetrieb der Kraftwerke wäre ein Kraftwerksverbrauch von 19,94 Mio. Nm<sup>3</sup> zu verzeichnen gewesen. Dies hätte zur Folge gehabt, dass eine tägliche Gasnachfrage von 55,46 Mio. Nm<sup>3</sup> aufgetreten wäre. Es ist daher bei entsprechender Bedarfssituation auch ein höherer Verbrauch möglich.

Die Langfristige Planung (LFP) 2018 beschreibt 3 Absatzszenarien. Das Minimal-Szenario, das Baseline-Szenario und das Maximal-Szenario, wobei dem Baseline-Szenario die höchste Eintrittswahrscheinlichkeit beigemessen wird. Das Minimal-Szenario geht von einer aliquoten Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie aus (Die Energieeinsparungen erfolgen bei allen Primärenergieträgern gleichermaßen). Wie in Kapitel 2.3.1.4 und Kapitel 2.3.1.5. der LFP 2018 gezeigt, ist jedoch kein eindeutiger Trend zur Verringerung des Gasabsatzes erkennbar.

Für die Ermittlung von D<sub>max</sub> wird daher das Baseline-Szenario der LFP 2018 zugrunde gelegt und ebenfalls der 10jährige Planungszeitraum (2019-2028) übernommen. Das Baseline-Szenario geht von einer geringfügigen Steigerung der maximal möglichen Stundenleistung bis zum Jahr 2028 aus. Entsprechend dieser geringfügigen Steigerung der maximalen Stundenleistung ist eine gesamte tägliche Gasnachfrage von 52,4 Mio. Nm<sup>3</sup> im Jahr 2028 möglich und wird daher in der Berechnung des Infrastrukturstandards für D<sub>max</sub> eingesetzt.

Dieser Wert ist durchaus realistisch, da der Wert unter dem maximalen historischen Gasabsatz der Endkunden bei maximalen historischem Kraftwerksabsatz liegt.

### "EPm" Technische Kapazität von Einspeisepunkten

In der VO (EU) 2017/1938 wird technische Kapazität näher definiert indem auf VO (EU) 715/2009 verwiesen wird. Als technische Kapazität wird hier feste Kapazität definiert. In der Definition von technischer Kapazität ist ebenfalls von „unter Berücksichtigung der Netzintegrität“ die Rede, dies lässt den Schluss zu, dass jeweils der kleinere Wert aus Entry und Exit Kapazität an einem Netzkopplungspunkt anzusetzen ist.

In Art. 5 Abs. 1 VO (EU) 2017/1938 wird angeführt, dass für die Erfüllung des Infrastrukturstandards auch die Nutzungsraten der bestehenden Infrastruktur zu berücksichtigen sind. Dies weist ebenfalls darauf hin, dass die tatsächlich nutzbaren Kapazitäten zu berücksichtigen sind, weshalb bei Grenzkopplungspunkten die oben beschriebene Vorgangsweise gewählt wurde.

Für den Einspeisepunkt Baumgarten, wird der kleinere Wert der technischen Kapazität aus Exit Slowakei und Entry AT angesetzt. Die eustream weist eine technische Exit Kapazität von 140,34 Mio. Nm<sup>3</sup>/d aus (Quelle: [www.transparency.entsog.eu](http://www.transparency.entsog.eu), Stand 2018). Die AT Fernleitungsnetzbetreiber GCA GmbH und TAG GmbH weisen in Summe eine technische Entry Kapazität von 206,07 Mio. Nm<sup>3</sup>/d aus. Für die neue Berechnung wird wie zuvor ausgeführt der kleinere Wert angesetzt, was technisch durchaus nachvollziehbar ist, da die höhere Entry Kapazität in AT nicht vollständig genutzt werden kann.

Oberkappel und Überackern werden konkurrenzierend vermarktet, d.h. dass entweder die Entry Kapazität in Oberkappel oder in Überackern genutzt werden kann. Die Summe der Entry Kapazitäten aus dem MG NCG (Net Connect Germany) ist größer als die technische Ableitkapazität der WAG (West Austria Gasleitung) von Oberkappel Richtung Baumgarten. Wenn das Gas zu den Endkunden im MG Ost transportiert werden soll, ist die Ableitkapazität der WAG von Oberkappel Richtung Baumgarten der limitierende Faktor. Daher wird für die Einspeisepunkte Oberkappel und Überackern inkl. Speicher 7 Fields die maximale Ableitkapazität der WAG angesetzt. Daher sind die oben eingetragenen 21,95 Mio. Nm<sup>3</sup>/d anzusetzen.

In Arnoldstein weist TAG GmbH eine Kapazität von 1.552.960 Nm<sup>3</sup>/h DZK (Dynamisch zuordenbare Kapazität) (Erfüllungspunkt Murfeld und/oder Verteilergbiet) aus. SNAM weist eine firm Exit Kapazität von 723.000 Nm<sup>3</sup>/h [Quelle: transparency plattform] konkurrenzierend zwischen Exit Tarvisio und Exit Passo Gries (Grenzpunkt IT – CH) aus. Da auf österreichischer Seite derzeit keine FZK (Frei zuordenbare Kapazität) ausgewiesen ist, besteht kein Einspeisepotential gemäß Berechnungssystematik. Anzumerken ist jedoch, dass in einem Notfallszenario die zur Verfügung stehende DZK bis Murfeld und/oder Verteilergbiet genutzt werden könnte.

Wenn die Projekte aus dem Koordinierten Netzentwicklungsplan 2018 (KNEP) TAG 2016/01 TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggendorf und GCA 2015/10 Entry Arnoldstein umgesetzt sein werden, wird die TAG GmbH eine FZK am Grenzübergabepunkt Entry Arnoldstein ausweisen können. Ab diesem Zeitpunkt wird dann in Arnoldstein ein entsprechendes Einspeisepotential in der N-1 Berechnung zu berücksichtigen sein.

Freilassing und Laa an der Thaya: An den Grenzübergabepunkten im Verteilergbiet (Freilassing und Laa an der Thaya) wird die ausgewiesene Standardkapazität angesetzt.

### **"Pm" Maximale Technische Produktionskapazität**

Für die maximale technische Produktionskapazität wurde die gebuchte Standardkapazität angesetzt. Die tatsächlich eingespeiste maximale Stundenleistung aus dem Gasjahr 2018 erreicht die Höhe der gebuchten Standardkapazität (in Summe 3,22 Mio. Nm<sup>3</sup>/d).

### **"Sm": Maximale technische Ausspeisekapazitäten**

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

Für das MG Ost wird angenommen, dass der kälteste Tag bis maximal Ende Februar auftreten kann. Die Speicherfüllstände der AT Speicher lagen in den Jahren 2014 bis 2017 mit Stichdatum Ende Februar bei 22% bis 38%. Bei der Ermittlung der maximalen technischen Ausspeisekapazität wird ein Durchschnittswert von 30% Speicherfüllstand angenommen. Dieser Prozentsatz ist auch in den Vorgaben VO (EU) 2017/1938 angegeben. Da sich die Entnahmeleistung in

Abhängigkeit des Füllstandes ändert, ist dieser Umstand bei der Berechnung des N-1 Wertes zu berücksichtigen. Für jeden Speicher wurde die publizierte Ausspeicherkurve angesetzt. Aus den so zur Anwendung gelangenden Angaben ergibt sich der oben angeführte Wert von in Summe 42,04 Mio. Nm<sup>3</sup>/d.

Bei der Ausspeicherkapazität wird die gesamte technische Ausspeicherkapazität herangezogen und nicht nur die vermarktete Ausspeicherkapazität. Das Ansetzen eines geringeren Speicherstandes erscheint nicht zweckmäßig, da bei der Speicherbewirtschaftung danach zu streben ist, ein Mindestmaß an Arbeitsgasvolumen und somit die Ausspeicherrate möglichst bis Ende der Winterperiode zu erhalten.

### **"LNGm": Maximale technische Kapazität der LNG-Anlagen**

Ist für AT nicht relevant.

### **"Im": Bezeichnet die technische Kapazität der größten einzelnen Gasinfrastruktur**

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

### **Interpretation der Ergebnisse**

Ein Infrastrukturstandard von 130% widerspiegelt eine gute Versorgungssicherheit in Bezug auf die Infrastruktur. Projekte, die die Integration mit dem benachbarten Ausland zusätzlich unterstützen sind zur weiteren Hebung der Versorgungssicherheit positiv zu bewerten.

v) Falls vom Mitgliedstaat so beschlossen, Berechnung der N – 1-Formel unter Verwendung von nachfrageseitigen Maßnahmen:

- Berechnung der N – 1-Formel gemäß Anhang II Nummer 2,
- Beschreibung der Werte, die für alle Elemente in der N – 1 Formel verwendet werden, einschließlich der für die Berechnung verwendeten Zwischenwerte (falls diese von den unter Nummer 3 Buchstabe a Ziffer iii dieses Anhangs beschriebenen Werten abweichen),
- Angabe der für die Berechnung der Parameter in der N – 1 Formel (z. B. Dmax) ggf. zugrunde gelegten Methodologien (Verwendung von Anhängen zwecks ausführlicher Erläuterungen),
- Erläuterung der zum Ausgleich einer Störung der Gasversorgung getroffenen/zu treffenden marktbasierenden nachfrageseitigen Maßnahmen und ihrer voraussichtlichen Auswirkungen (Deff);

Wurde nicht durchgeführt.

vi) Falls mit den zuständigen Behörden der betreffenden Risikogruppen(n) oder mit den direkt verbundenen Mitgliedstaaten vereinbart, gemeinsame Berechnung(en) der N – 1-Formel:

- Berechnung der N – 1-Formel gemäß Anhang II Nummer 5,
- Beschreibung der Werte, die für alle Elemente in der N – 1 Formel verwendet werden, einschließlich der für die Berechnung verwendeten Zwischenwerte (falls diese von den unter Nummer 3 Buchstabe a Ziffer iii dieses Anhangs beschriebenen Werten abweichen),
- Angabe der für die Berechnung der Parameter in der N – 1 Formel (z. B. Dmax) zugrunde gelegten Methodologien und etwaigen Annahmen (Verwendung von Anhängen zwecks ausführlicher Erläuterungen),
- Erläuterung der Vereinbarungen, die getroffen wurden, um die Einhaltung der N – 1-Formel sicherzustellen;



Siehe oben den Punkt „3.1. N – 1-Formel“.

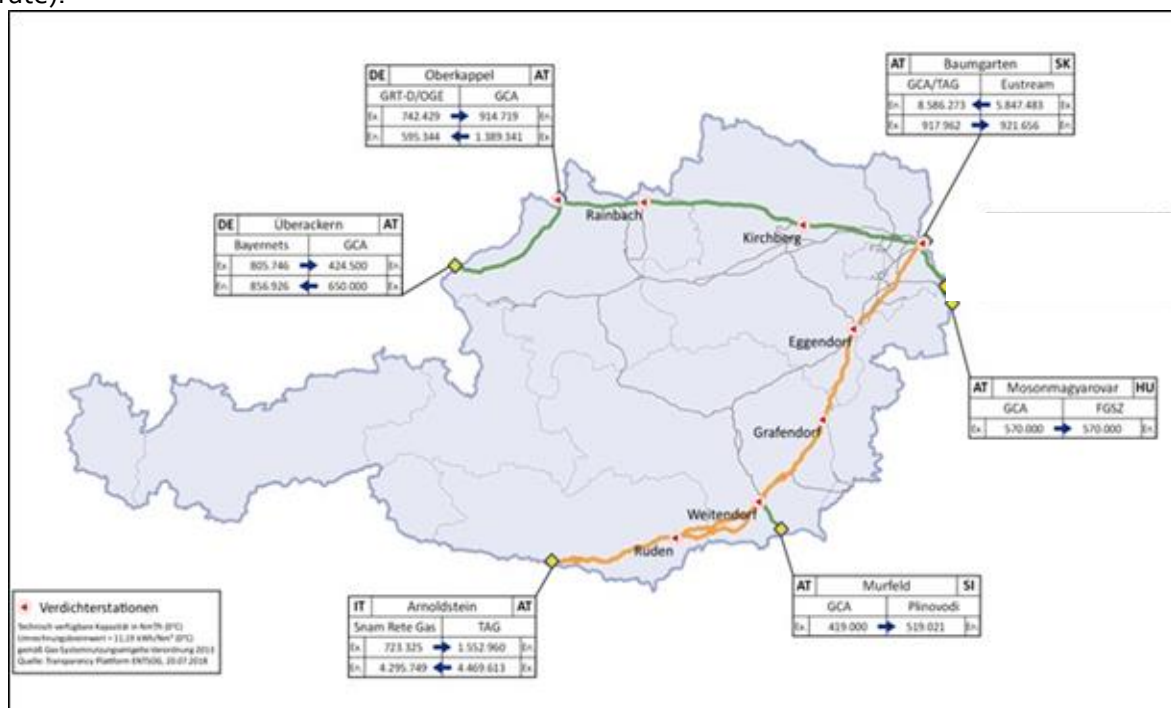
## b) Bidirektionale Kapazitäten

i) Angabe der Netzkopplungspunkte, die über bidirektionale Kapazitäten verfügen, und der bidirektionalen Höchstkapazität,

Grenz-Netzkopplungspunkte:

- Arnoldstein (AT ↔ IT) - mit der Einschränkung IT->AT nur DZK Basis mit Zuordnungsaufgabe Verteilergebiet oder Murfeld,
- Baumgarten WAG (AT ↔ SK),
- Oberkappel (AT ↔ DE) und
- Überackern ABG und SUDAL (AT ↔ DE).

Kapazität der Fernleitungsinfrastruktur, Einspeise-/Auspeisepunkte (einschließlich Nutzungsrate):



Quelle: AGGM (KNEP 2018)

Nutzungsrate	Arnoldstein - Trans Austria Gasleitung (TAG), AT<->IT		Baumgarten - Gas Connect Austria, inklusive West Austria Gasleitung (WAG), AT<->SK		Baumgarten - TAG, SK->AT	Mosonmagyórovár, AT->HU	Murfeld, AT->SI	Oberkappel, AT<->DE		Überackern, AT<->DE		
	2016	Entry	Exit	Entry	Exit	Entry	Exit	Exit	Entry	Exit	Entry	Exit
Jänner		0%	73%	12%	0%	69%	91%	86%	35%	0%	18%	80%
Februar		0%	77%	20%	0%	71%	72%	79%	31%	0%	12%	88%
März		0%	85%	26%	0%	78%	63%	70%	60%	0%	27%	93%
April		0%	68%	29%	0%	62%	87%	55%	40%	0%	20%	90%
Mai		0%	47%	31%	0%	45%	84%	46%	79%	0%	43%	88%
Juni		0%	56%	45%	0%	49%	68%	31%	84%	0%	8%	61%
Juli		0%	69%	43%	0%	63%	71%	50%	63%	0%	0%	56%
August		0%	80%	32%	0%	72%	77%	48%	86%	0%	11%	77%
September		0%	59%	24%	0%	57%	77%	59%	72%	0%	6%	79%
Oktober		0%	85%	29%	0%	77%	74%	73%	49%	0%	0%	77%
November		0%	74%	9%	5%	69%	82%	74%	73%	0%	38%	96%
Dezember		0%	60%	11%	2%	57%	71%	84%	58%	0%	18%	96%
Durchschnitt		0%	69%	26%	1%	64%	76%	63%	61%	0%	17%	82%

Quelle: E-Control

ii) Angabe der Regelungen, die für die Nutzung der Kapazitäten für den Umkehrfluss gelten (z. B. unterbrechbare Kapazität),

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

In AT gebräuchliche Kapazitätsprodukte sind die folgenden:

- „Frei zuordenbare Kapazität“ (FZK): eine Kapazität, die feste Transporte im gesamten MG ermöglicht und festen Zugang zum Virtuellen Handlungspunkt 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 Handlungspunkt 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.

iii) Angabe der Netzkopplungspunkte, für die eine Ausnahme gemäß Artikel 5 Absatz 4 gewährt wurde, der Dauer der Ausnahme und der Gründe für ihre Erteilung.

Grenz-Netzkopplungspunkte:

- Mosonmagyórovár (AT → HU): unbefristete Ausnahme, gewährt mit dem Bescheid der E-Control V REV G 02/12, PA 108/13 vom 11.01.2013.

Begründung:

„Derzeit würde durch die Schaffung von Kapazitäten für den Umkehrfluss auf der HAG [Hungaria-Austria Gasleitung, verläuft von Baumgarten/AT nach Mosonmagyórovár/HU] weder in Ungarn noch in Österreich die Versorgungssicherheit verbessern; vielmehr würden die Kosten der Investition iHv ca 3,1 Mio € den zu erwartenden Nutzen für die Versorgungssicherheit deutlich überwiegen.“

*Sollten künftige Risikobewertungen gemäß Art. 9 der SOS-VO [VO (EU) Nr. 994/2010] einen Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten für den Umkehrfluss ergeben, wird das Verfahren gemäß Art. 7 SOS-VO auf Ersuchen eines Fernleitungsnetzbetreibers, der E-Control bzw. HEO [Hungarian Energy Office] oder der Kommission wiederholt (Art. 7 Abs. 6 SOS-VO)“*

Marktbasierte Ausbaumaßnahmen sind davon unberührt und können bei Vorliegen einer ausreichenden Marktnachfrage selbstverständlich einer Umsetzung zugeführt werden, wie zum Beispiel HUAT und/oder HUSKAT als potentielle Routen- bzw. Quellendiversifikation (Schwarzmeergas).

- Murfeld (AT) / Ceršak (AT → SI): unbefristete Ausnahme, gewährt mit dem Bescheid der E-Control V REV G 03/12, PA 4625/12 vom 09.11.2012.

Begründung:

*„Es besteht bereits derzeit die Möglichkeit, vertraglich Kapazitäten im Umkehrfluss auf der SOL [Süd-Ost Leitung, zweigt von der Trans Austria Gasleitung in Weitendorf/Steiermark ab und verläuft bis Murfeld an der Grenze AT/SI] zu erwerben, die mit Kapazitäten in die Hauptflussrichtung gegenverrechnet würden. Damit können maximal Kapazitäten für den Umkehrfluss im selben Ausmaß wie Kapazitäten in Hauptflussrichtung erworben werden, weil ein physischer Gegenfluss technisch nicht möglich ist. Daten aus dem Online Capacity Booking System der Antragstellerin belegen, dass seit 2. Dezember 2010 keine Anfrage von Kunden für Kapazitäten für den Umkehrfluss auf der SOL eingelangt ist. Selbst in Zeiten verminderter Gaslieferung (Jänner, Februar 2012) gab es keine Nachfrage für Kapazitäten für den Umkehrfluss, vielmehr kam es zu höheren Transporten in der Hauptflussrichtung.*

*Die Antragstellerin legt zutreffend dar, dass eine Verbesserung der Versorgungssicherheit aufgrund der mangelnden Speicher- und Produktionsinfrastruktur in Slowenien nicht zu erwarten ist; Slowenien hingegen bezieht Gas zur Eigenversorgung vorwiegend aus AT. Aus der Konsultation der Antragstellerin mit dem slowenischen Fernleitungsnetzbetreiber Plinovodi d.o.o. sowie der Korrespondenz mit der zuständigen slowenischen Behörde geht hervor, dass auch auf slowenischer Seite ein Ausnahmeantrag gemäß Art. 7 SOS-VO [VO (EU) Nr. 994/2010] gestellt wurde.*

*Im Rahmen der Risikobewertung gemäß Art. 9 SOS-VO wurde für die n-1 Sicherheit ein den Zielwert von 100 % übersteigender Wert von 161 % errechnet. Die Versorgungssicherheit ist demnach jedenfalls gewährleistet.*

*Die anhand eines Vergleichsprojektes von der Antragstellerin geschätzten Kosten von € 2,3 Mio. würden daher aus heutiger Sicht ins Leere gehen, da in Ermangelung von Nachfrage an Kapazitäten für den Umkehrfluss kein Nutzen solcher Kapazitäten ersichtlich ist.*

*Sollten künftige Risikobewertungen gemäß Art. 9 SOS-VO einen Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten für den Umkehrfluss ergeben, wird das Verfahren gemäß Art. 7 SOS-VO auf Ersuchen eines Fernleitungsnetzbetreibers, der E-Control oder der Kommission wiederholt (Art. 7 Abs. 6 SOS-VO).“*

Marktbasierte Ausbaumaßnahmen sind davon unberührt und können bei Vorliegen einer ausreichenden Marktnachfrage selbstverständlich realisiert werden.

#### 4. Einhaltung des Versorgungsstandards (Artikel 6)

Beschreiben Sie die Maßnahmen, die getroffen wurden, um den Versorgungsstandard sowie einen etwaigen erhöhten Versorgungsstandard oder eine zusätzliche, aus Gründen der Gasversorgungssicherheit eingeführte Verpflichtung einzuhalten:

- a) Definition des Begriffs „geschützte Kunden“, die angewandt wurde, einschließlich der Kundenkategorien, die unter diesen Begriff fallen, und ihres jährlichen Gasverbrauchs (pro Kategorie, Nettohöhe und Prozentsatz des jährlichen nationalen Endgasverbrauchs);
- b) Gasmengen, die benötigt werden, um den Versorgungsstandard nach den in Artikel 6 Absatz 1 Unterabsatz 1 beschriebenen Szenarien einzuhalten;
- c) Kapazitäten, die benötigt werden, um den Versorgungsstandard nach den in Artikel 6 Absatz 1 Unterabsatz 1 beschriebenen Szenarien einzuhalten;
- d) Maßnahme(n), die zur Einhaltung des Versorgungsstandards eingeführt wurden:
  - i) eine Beschreibung der Maßnahme(n),
  - ii) Adressaten,
  - iii) sofern vorhanden, Beschreibung des Ex-ante-Monitoringsystems für die Einhaltung des Versorgungsstandards,
  - iv) Sanktionsregelung, sofern vorhanden,
  - v) Beschreibung folgender Elemente pro Maßnahme:
    - wirtschaftliche Auswirkungen, Wirksamkeit und Effizienz der Maßnahme,
    - Auswirkungen der Maßnahme auf die Umwelt,
    - Auswirkungen der Maßnahmen auf die Verbraucher,
  - vi) Sofern nicht-marktbasierte Maßnahmen angewandt werden, ist Folgendes (pro Maßnahme) vorzusehen:

Trifft auf AT nicht zu.

- Begründung, weshalb die Maßnahme notwendig ist (d. h., warum die Versorgungssicherheit nicht durch marktbasierende Maßnahmen allein erreicht werden kann),
- Begründung, weshalb die Maßnahme verhältnismäßig ist (d. h., warum die nicht-marktbasierte Maßnahme das am wenigsten restriktive Mittel zur Erzielung der beabsichtigten Wirkung ist,
- Bereitstellung einer Analyse der Auswirkungen einer solchen Maßnahme
  1. auf die Versorgungssicherheit anderer Mitgliedstaaten,
  2. auf den nationalen Markt,
  3. auf den Binnenmarkt,
- vii) Bei Maßnahmen, die am oder nach dem 1. November 2017 eingeführt werden, ist eine kurze Zusammenfassung der Folgenabschätzung vorzulegen oder ein Link zur öffentlichen Folgenabschätzung der gemäß Artikel 9 Absatz 4 durchgeführten Maßnahme(n) anzugeben;

Trifft auf AT nicht zu.

- e) Beschreiben Sie, sofern zutreffend, erhöhte Versorgungsstandards oder zusätzliche Verpflichtungen, die aus Gründen der Sicherheit der Gasversorgung eingeführt wurden:

Trifft auf AT nicht zu.

- i) eine Beschreibung der Maßnahme(n),
- ii) der Mechanismus, um eine Reduzierung auf die üblichen Werte im Geiste der Solidarität und gemäß Artikel 13 zu erreichen,

- iii) Beschreiben Sie, sofern zutreffend, neue erhöhte Versorgungsstandards oder zusätzliche Verpflichtungen, die aus Gründen der Sicherheit der Gasversorgung am oder nach dem 1. November 2017 eingeführt wurden,
- iv) Adressaten,
- v) betroffene Gasmengen und Kapazitäten,
- vi) Geben Sie an, wie diese Maßnahme die in Artikel 6 Absatz 2 festgelegten Bedingungen erfüllt.

### **Gesetzliche Grundlage**

Artikel 6 VO (EU) 2017/1938 iVm § 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 die Haushaltskunden, da Österreich von der Möglichkeit, den Kreis der geschützten Kunden darüber hinaus auszudehnen, keinen Gebrauch gemacht hat. Demnach müssen Versorger ihre Haushaltskundenversorgung in folgenden Fällen gewährleisten:

- (1) extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen;
- (2) eine außergewöhnlich hohe Gasnachfrage über einen Zeitraum von 30 Tagen, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt; und
- (3) 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).

### **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, wurde die Datenbasis vom Markt- und Verteilergiebtsmanager (MVGM) (das ist die AGGM Austrian Gas Grid Management AG) für das jeweilige österreichische MG zur Verfügung gestellt. Die Daten für die benötigten Mengen zur Erfüllung der Versorgungsstandards wurden hierfür auf der Basis der dem MVGM vorliegenden historischen Daten für die einzelnen Monate der Heizperiode berechnet. Hierbei gilt es zu erwähnen, dass gemäß Mitteilung des MVGM die maximalen Verbrauchswerte aus den Monaten Dezember bis Februar für die Szenarien (1) und (2) der VO (EU) 2017/1938 gleichermaßen je Monat auftreten können. Aus diesem Grund wählte die Regulierungsbehörde E-Control einen sicherheitsbewussten Ansatz und zog den jeweiligen Maximalwert je Szenario aus den Monaten Dezember bis Februar für alle drei Monate heran.

In weiterer Folge erfolgte durch E-Control basierend auf den MVGM-Daten und dem jeweiligen Verrechnungsbrennwert je MG eine Umrechnung der Mengen von Kubikmetern in die Einheit kWh. Mittels Division durch die Anzahl österreichischer Haushaltszählpunkte wurde eine gemittelte Menge je Zählpunkt für die einzelnen Szenarien des Versorgungsstandards ermittelt.

### **Durchführung des Monitorings**

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

Zudem wurde 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. Dies beinhaltet auch die Möglichkeit Speicherverträge mit Speicherunternehmen außerhalb des MG zu halten. Auch in diesem Fall gilt, dass diese nur dann als gesicherte Leistung angesehen werden können, wenn korrespondierende feste Transportleistungen existieren.

### **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 Termin-geschäfte an der Börse. Unterbrechbare Verträge und Spotverträge können nicht zur Erfüllung der Versorgungsstandards herangezogen werden.

### **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 genutzt werden. Gleichsam gilt jedoch zu betonen, dass die je nach Preisentwicklung eine kurzfristige Eindeckung nicht nur Vorteile bringen, sondern auch zusätzliche Kosten verursachen kann. Um daher Preisspekulationen für den Bereich der geschützten Kunden hintanzuhalten, wurde die Maßnahme zur Sicherung der betreffenden Mengen wie zuvor beschrieben gesetzt. Auswirkungen der Maßnahme auf die Umwelt sind keine zu erwarten.

### **Ergebnisse der Erhebung**

Versorger geschützter Kunden wurden im Sommer 2018 aufgefordert, der Regulierungsbehörde bis 31.08.2018 Vertragsdetails ihrer Beschaffungs-, Transport- und Speicherverträge, die zur Versorgung von Haushaltskunden herangezogen werden, offenzulegen und entsprechende Daten im dafür vorgesehenen Internetportal zu erfassen.

Im Zuge einer Vollerhebung wurden alle 47 Unternehmen kontaktiert, die zu jenem Zeitpunkt geschützte Kunden (Haushaltskunden) 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 Entnahmehleistung 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 alle 47 Versorger festgestellt werden, dass sie ausreichend Gas zur Verfügung haben, um den verschiedenen Ausprägungen des Versorgungsstandards in den Wintermonaten 2018/2019 gerecht zu werden. Somit haben alle Versorger von Haushaltskunden individuell nachweisen können, dass sie ausreichend Mengen vertraglich abgesichert haben, um ihre Kunden auch in den in Artikel 6 VO (EU) 2017/1938 angeführten Extremsituationen versorgen zu können.

## **5. Präventionsmaßnahmen**

Beschreiben Sie die bereits eingeführten oder zu treffenden Präventionsmaßnahmen:

a) Beschreibung jeder einzelnen Präventionsmaßnahme, die für jedes gemäß der Risikobewertung ermittelte Risiko verabschiedet wurde, einschließlich einer Beschreibung

- i) ihrer nationalen oder regionalen Dimension
- ii) ihrer wirtschaftlichen Auswirkungen, Wirksamkeit und Effizienz
- iii) ihrer Auswirkungen auf die Kunden

Gegebenenfalls ist Folgendes anzugeben:

- Maßnahmen zur Verbesserung der Verbindungsleitungen zwischen benachbarten Mitgliedstaaten,
- Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasversorgungswege und –bezugsquellen,

–Maßnahmen zum Schutz von für die Versorgungssicherheit relevanten Infrastrukturen im Hinblick auf die Kontrolle durch Einrichtungen in Drittländern (einschließlich, soweit von Bedeutung, allgemeiner oder sektorspezifischer Gesetze zur Überprüfung von Investitionen, besonderer Rechte für bestimmte Aktionäre usw.);

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 MVGM gemeinsam mit den Netzbetreibern erstellt, wodurch nach Genehmigung dieser Pläne bzw. der darin enthaltenen Projekte der bedarfsgerechte Ausbau des Leitungssystems in Österreich sichergestellt wird.

### **Langfristige Planung (LFP)**

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

- der Deckung der Nachfrage an Transportkapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der Transportkapazität (Versorgungssicherheit der Infrastruktur),
- sowie der Kapazitätsanforderungen an den Ein- und Ausspeisepunkten zum Fernleitungsnetz sowie zu Speicheranlagen zu planen, sowie
- die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan sowie dem KNEP gemäß §§63 ff GWG 2011 herzustellen;
- den Infrastrukturstandard gemäß Art. 5 der Verordnung (EU) 2017/1938 im MG 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.

### **Daten- und Prognosegrundlage**

Die LFP basiert auf Daten, die laufend aus der Steuerung des Verteilergebietes bezogen werden, sowie auf Informationen, die von den Verteilernetzbetreibern zur Verfügung gestellt werden. Weiter werden die Speicherunternehmen sowie die inländischen Erdgasproduzenten über ihre Ausbaupläne befragt und der Ten Year Network Development Plan der ENTSOG als



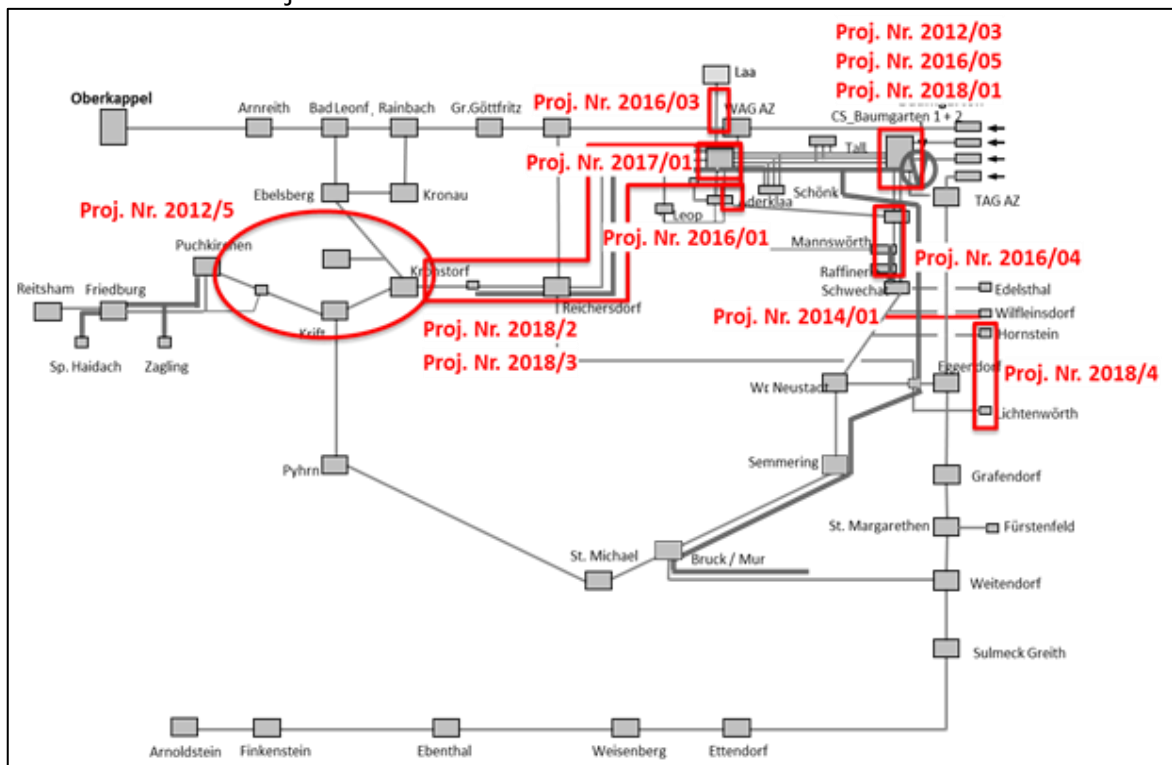
Referenz benutzt. Eine Abstimmung mit dem Netzentwicklungsplan des Stromübertragungsnetzes wird ebenfalls durchgeführt. Die LFP wird mit dem KNEP abgestimmt. Die Datengrundlage und die Ergebnisse der Langfristigen Planung werden mit den Marktteilnehmern im Rahmen einer jährlichen Veranstaltung (aktuell dem Austrian Gas Infrastructure Development Day) diskutiert.

#### Notwendige Maßnahmen

In der aktuellen LFP (2018) sind die folgenden Projekte enthalten:

<b>Projekte der LFP 2018</b>			
<b>Nr.</b>	<b>Projekt</b>	<b>geplante Fertigstellung</b>	<b>Status</b>
2012/03	Kapazitätsbestellung Exit Baumgarten	12/2018	in Umsetzung
2012/05	Druckanhebung Oberösterreich	11/2018	in Umsetzung
2014/01	Leitungssegment: Velm - Mannersdorf und Adaption Übergabestation Wilfleinsdorf	12/2019	in Umsetzung
2016/01	Ersatzinvestition Leitung G00 006	10/2020	Genehmigt
2016/03	Ersatzinvestition der Leitung G00 011	3/2020	in Umsetzung
2016/04	Ersatzinvestition von Teilen der G00 003 und G00 020	12/2017	in Umsetzung
2016/05	Erneuerung Filterkonzept Baumgarten	12/2020	in Umsetzung
2017/01	Auersthal - Errichtung eines zentralen Ausblasesystems	05/2019	in Umsetzung
2018/01	Wiederherstellung der Station Baumgarten (Verteilergebiet)	12/2020	eingereicht
2018/02	Umbau der Station Traismauer und Erweiterung der Station Doislau	12/2020	eingereicht
2018/03	Ersatzinvestition: Netz NÖ West 2 Schieberhäuser Auersthal bis Neumarkt	12/2025	eingereicht
2018/04	Ersatzinvestition: MUEA Lichtenwörth und MUEA Hornstein	12/2021	eingereicht

## Übersicht über die Projekte der LFP 2018



Da in den MG Tirol und Vorarlberg keine Ebene 1 Leitungen definiert sind, sind die Projekte der LFP auf das Verteilernetz Ost Tirol und Vorarlberg fokussiert. Die Kapazitätsbeschaffung entsprechend dem für Tirol und Vorarlberg geltenden COSIMA Modell erfolgt durch den MVGM für die Entry Punkte Kiefersfelden/Pfronten (Tirol) bzw. für Lindau (Vorarlberg). Die zusätzlich erforderliche gesicherte Kapazität für die Wintermonate für die Zone Kiefersfelden/Pfronten wird derzeit so beschafft, indem unterbrechbare Kapazität mit Lastflusszusagen abgesichert wird.

Die Analyse der Kapazitätssituation für die künftigen Jahre zeigt, dass wenn die Projekte der LFP (2018) umgesetzt werden, alle zugesagten Druck- und Mengenvereinbarungen eingehalten werden können.

### Koordinierter Netzentwicklungsplan (KNEP)

Der KNEP bezieht sich auf die Österreichischen Fernleitungsnetze, die im MG Ost liegen. Da im MG Tirol und im MG Vorarlberg keine Fernleitungen vorhanden sind, finden diese MG im KNEP keinen Eingang.

Ziel des KNEP ist es insbesondere:

- der Deckung der Nachfrage an Leitungskapazitäten zur Versorgung der Endverbraucher unter Berücksichtigung von Notfallszenarien,
- der Erzielung eines hohen Maßes an Verfügbarkeit der 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 MG

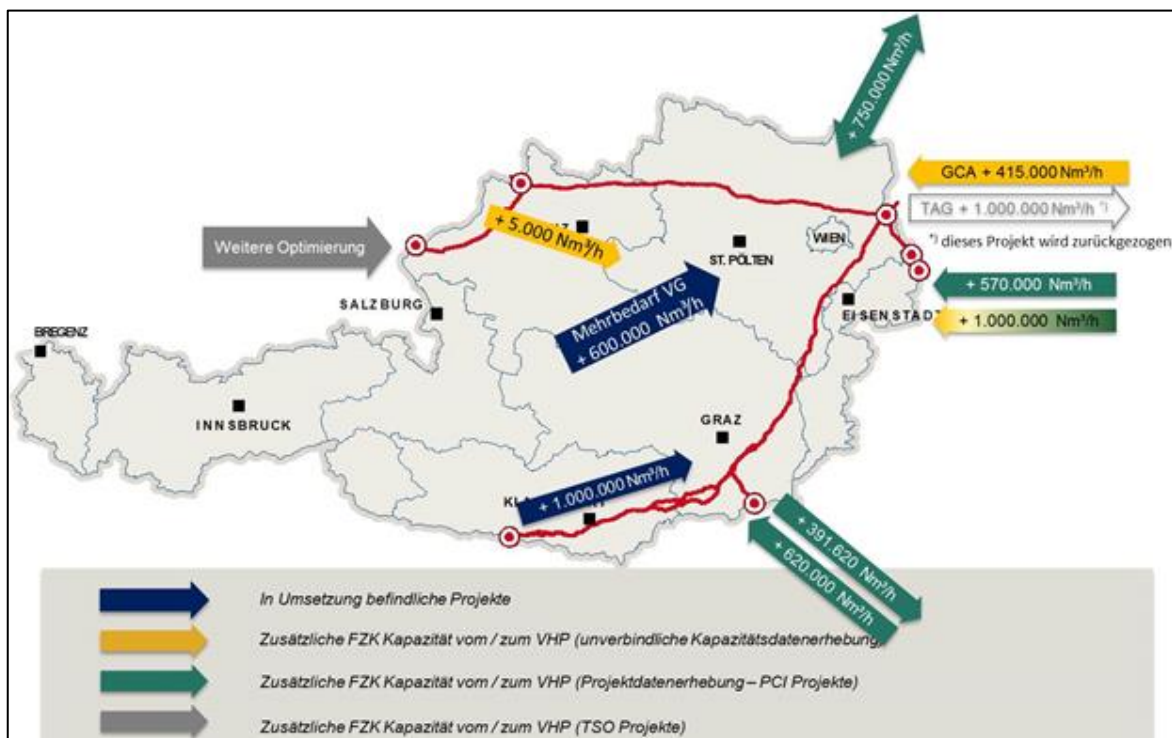
nachzukommen.

Bei der Erstellung des KNEP sind die technische und wirtschaftliche Zweckmäßigkeit, die Interessen aller Marktteilnehmer sowie die Kohärenz mit dem gemeinschaftsweiten Netzentwicklungsplan und der Langfristigen Planung zu berücksichtigen.

Der MVGM hat im Rahmen des KNEP gemeinsam mit den Fernleitungsnetzbetreibern ein Kapazitätsszenario zu erstellen.

Es werden 4 Kategorien an Kapazitätsbedarfen unterschieden:

- Kapazitätsbedarfe aus der unverbindlichen Kapazitätsdatenerhebung
- Kapazitätsbedarfe aus der Projektdatenerhebung inkl. PCI.
- Kapazitätsbedarfe, die bereits früher angemeldet wurden, und die sich in Realisierung befinden.
- Kapazitätsbedarfe die von den Fernleitungsnetzbetreibern selbst bzw. aufgrund von Behördenauflagen geplant werden.



Im aktuellen KNEP (2018) sind folgende Projekte enthalten:

Projekt- nummer	Projektname	Umset- zungszeit- raum	geplante Fertigstel- lung	Entwick- lung im Ver- gleich zum KNEP 2017 )
		[Jahre]	[Datum]	
<b>Projekte für zusätzliche Kapazitäten</b>				
2015/01a	Bidirectional Austria Czech Inter- connector	4,5		Fortführung
2015/01b	Projekt 1b: BACI DN 1200	4,25		Fortführung
2015/02a	Entry Überackern	4,5		Fortführung
2015/03	Entry/Exit Überackern - Maximum	6		Fortführung
2015/04	Entry Mosonmagyaróvár - Minimum	1,5		Fortführung
2015/05	Entry Mosonmagyarovar	4,5	Q4 2024	Fortführung
2015/07b	Mehrbedarf Verteilergesamt +		Q4 2018	Fortführung
2015/08	Entry/Exit Murfeld	4,5		Fortführung
2015/10	Entry Arnoldstein		Q4/2018	Fortführung
2017/01	Entry Mosonmagyaróvár Plus	4,5		Fortführung
2017/02	Penta West – Exit Verteilgebiet	1,5		Fortführung
2018/01	Überackern - Oberkappel	4,5		Neu
2016/01	TAG Reverse Flow Weitendorf/Eggen- dorf		Q4/2019	Fortführung
2016/03	Reverse Flow Baumgarten MT Station (MS2)	3,5		Zurückgezo- gen
2016/04	TAG Baumgarten interconnection ca- pacity (Mosonmagyaróvár)		Q4/2021	Fortführung
2016/05	TAG Baumgarten interconnection ca- pacity (BACI)	4,5		Fortführung
2017/01	TAG Baumgarten interconnection ca- pacity (Mosonmagyaróvár) II	4,5		Fortführung
2018/01	Murfeld Exit Capacity Increase	4,5		Neu
Fortfüh- rung	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung			
Abände- rung	Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung			
Zurückge- zogen	Zurückgezogene Projekte			
Neu	Neue Projekte			

Projekt- nummer	Projektname	Umset- zungs- zeitraum	geplante Fertigstel- lung	Entwick- lung im Vergleich zum KNEP 2017
		[Jahre]	[Datum]	
<b>Ersatzinvestitionsprojekte</b>				

2016/E1	110 kV Freileitung		Q4 2021	Fortführung
2016/E2	MS3 Reverse Flow		Q3 2020	Fortführung
2016/E4	Baumgarten MS3 & Oberkappel – Tausch Blendenmessung auf Ultraschallzähler		Q3 2020	Fortführung
2016/E5	Revamp Oberkappel		Q1 2021	Fortführung
2017/E4	UW Baumgarten Fortführung TAG NOxER 2		Q4 2018	Fortführung
2017/E5	VS Rainbach Tausch Prozessleitsystem		Q4 2019	Fortführung
2017/E6	SOL Revamp		Q4 2018	Fortführung
2018/E1	Vorfall Baumgarten		Q4 2021	Neu
2015/R04	NOxER II		Q4/2018	Fortführung
2016/R09	Austausch undichter Armaturen St.Paul/ Ruden/ Arnoldstein/ Ludmannsdorf		Q4/2019	Fortführung
2016/R11	Austausch Gashydraulische Antriebe in CS-BGT, GFD, RUD		Q4/2021	Fortführung
2016/R12	Austausch des Station Control System (SCS), CS Ruden-Grafendorf-Baumgarten		Q4/2021	Abänderung
2017/R01	MS2 Refurbishment		Q4/2019	Fortführung
2017/R02-A	Major Overhaul Valve Station Lichtenegg		Q4/2022	Abänderung
2017/R02-B	Major Overhaul Valve Station Wielfresen 1		Q4 2022	Abänderung
2017/R02-C	Major Overhaul Valve Station Ettendorf		Q4 2021	Abänderung
2017/R02-D	Major Overhaul Valve Station Ludmannsdorf		Q4 2018	Abänderung
2017/R03-A	Major Overhaul Valve Station Lanzenkirchen		Q4/2020	Abänderung
2017/R03-B	Major Overhaul Valve Station Sulmeck-Greith		Q4/2019	Abänderung
2017/R03-C	Major Overhaul Valve Station St. Paul		Q4/2019	Abänderung
2017/R03-D	Major Overhaul Pigging Station Ruden		Q4/2019	Abänderung
2017/R03-E	Major Overhaul Pigging Station Arnoldstein		Q4/2019	Abänderung
2017/R04	Substitution Gas Hydraulic Actuators TUCO, CS Baumgarten Grafendorf Ruden		Q4/2020	Abänderung

2017/R05	Replacement E-Actuators Filter Separators & Metering Station MS2 CS-Baumgarten		Q4/2020	Abänderung
2017/R06	DLE 1.5 + 72 hole PT module RC400 in CS-Ruden		Q4 2018	Fortführung
2017/R07	Gas Generator BC800 in CS-Baumgarten		Q1 2019	Fortführung
2017/R08	Gas Generator RC600 in CS-Ruden		Q4 2019	Fortführung
2018/R01	SCS Replacement, CS Eggendorf-Weitendorf		Q4 2021	Neu
2018/R02	Major Overhaul Valve Station Ebenthal		Q4 2020	Neu
2018/R03	Major Overhaul Valve Station Wettmannstätten		Q4 2020	Neu
2018/R04	Major Overhaul Valve Station SS09 Weitendorf		Q4 2021	Neu
2018/R05	Major Overhaul Pigging Station Weitendorf		Q4 2021	Neu
2018/R06	Major Overhaul Valve Station Reisenberg		Q4 2020	Neu
2018/R07	Major Overhaul Valve Station Zöbern		Q4 2021	Neu
2018/R09	Sec.1/Sec.2/Sec.3: Corrosion Refurbishment and Repair		Q4 2019	Neu
2018/R10	DLE 1.5 + 72 hole PT module BC700 in CS-Baumgarten		Q4 2020	Neu
2018/R12	Shut Off Valve MS2, CS-Baumgarten		Q4 2019	Neu
2018/R13	Major Overhaul of Valve Stations AZ3-AZ3L Eggendorf		Q4 2020	Neu
Fortführung	Weitergeführte genehmigte Projekte ohne Abänderung			
Abänderung	Weitergeführte genehmigte Projekte mit Abänderung			
Zurückgezogen	Zurückgezogene Projekte			
Neu	Neue Projekte			

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.

b) Beschreibung anderer Maßnahmen, die nicht aufgrund der Risikobewertung, sondern aus anderen Gründen verabschiedet wurden, jedoch positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit des Mitgliedstaats der betreffenden Risikogruppe(n)/haben;

Keine.

c) falls nicht-marktbasierte Maßnahmen angewandt werden, ist Folgendes (pro Maßnahme) vorzusehen:

Trifft auf AT nicht zu.

- i) Begründung, weshalb die Maßnahme notwendig ist (d. h., warum die Versorgungssicherheit nicht durch marktbasierende Maßnahmen allein erreicht werden kann),
- ii) Begründung, weshalb die Maßnahme verhältnismäßig ist (d. h., warum die nicht-marktbasierte Maßnahme das am wenigsten restriktive Mittel zur Erzielung der beabsichtigten Wirkung ist),
- iii) Bereitstellung einer Analyse der Auswirkungen einer solchen Maßnahme:
  - Begründung, weshalb die Maßnahme notwendig ist (d. h., warum die Versorgungssicherheit nicht durch marktbasierende Maßnahmen allein erreicht werden kann),
  - Begründung, weshalb die Maßnahme verhältnismäßig ist (d. h., warum die nicht-marktbasierte Maßnahme das am wenigsten restriktive Mittel zur Erzielung der beabsichtigten Wirkung ist),
  - Bereitstellung einer Analyse der Auswirkungen einer solchen Maßnahme
    1. auf die Versorgungssicherheit anderer Mitgliedstaaten,
    2. auf den nationalen Markt,
    3. auf den Binnenmarkt,
    4. Erläuterung, in welchem Umfang Energieeffizienzmaßnahmen, unter Einbeziehung von Energieeffizienzmaßnahmen auf der Nachfrageseite, zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Betracht gezogen wurden,
    5. Erläuterung, in welchem Umfang erneuerbare Energiequellen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Betracht gezogen wurden.

## 6. Sonstige Maßnahmen und Verpflichtungen (z. B. sicherer Betrieb des Netzes)

Beschreiben Sie sonstige Maßnahmen und Verpflichtungen, die Erdgasunternehmen und sonstigen relevanten Stellen auferlegt wurden und voraussichtlich Auswirkungen auf die Sicherheit der Gasversorgung haben, z. B. Verpflichtungen für den sicheren Betrieb des Netzes, und auch, wer von dieser Verpflichtung betroffen wäre, und geben Sie die jeweiligen Gasmengen an. Erläutern Sie genau, wann und wie diese Maßnahmen angewandt werden würden.

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, iVm § 7 Abs. 1 Energie-Control-Gesetz – E-ControlG, BGB. I Nr. 110/2010 in der Fassung des Bundesgesetzes BGBl. I Nr. 107/2011 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 darauf gelegt, 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.

### **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 Freilandleitungen 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 ungeplanter Versorgungsunterbrechungen) / (Gesamtanzahl versorgter Kunden),
- SAIFI = (Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen) / (Gesamtanzahl versorgter Kunden),
- CAIDI = (Summe der Dauer aller ungeplanter Versorgungsunterbrechungen) / (Gesamtanzahl ungeplanter Versorgungsunterbrechungen).

Bei der technischen Qualität der Netzdienstleistung lag der SAIDI-Wert im Jahr 2017 bei 1,27 Minuten je versorgtem Zählpunkt. Dieser stellt die durchschnittliche Dauer ungeplanter Versorgungsunterbrechungen je versorgtem Zählpunkt mit Ursache im Verteilernetz dar. Das bedeutet, dass im Jahr 2017 jeder österreichische Gaskunde im Durchschnitt 1 Minute und 16 Sekunden kein Gas zur Verfügung hatten. Dies ist der niedrigste Wert seit Beginn der Erhebung im Jahr 2013. Die durchschnittliche Unterbrechungsanzahl je versorgtem Zählpunkt (CAIDI-Wert) ist gegenüber dem Vorjahr leicht von 0,0035 auf 0,0036 gestiegen. Im Vergleich zu 2013 stellt dies dennoch eine Verbesserung um rund 36% dar.

### **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 iVm § 7 Z 53 GWG 2011 einzuhalten hat. Die Einhaltung dieser Regeln der Technik ist durch Zertifizierung durch eine nach dem Akkreditierungsgesetz, BGBl. Nr. 468/1992, akkreditierte Prüf-, Überwachungs- oder Zertifizierungsstelle oder durch gleichwertige Nachweisführung gegenüber der Regulierungsbehörde zu belegen.

Alle Netzbetreiber konnten im Jahr 2018 eine derartige Zertifizierung vorweisen. Als Zertifizierungsstelle wurde vorwiegend die ÖVGW gewählt, welche die Zertifizierung gemäß dem Qualitätsstandard QS-GNB200 durchführte.

## 7. Infrastrukturprojekte

a) Beschreiben Sie künftige Infrastrukturprojekte in den betreffenden Risikogruppen, einschließlich Vorhaben von gemeinsamem Interesse, mit einem voraussichtlichen Zeitplan für ihre Einführung, den Kapazitäten und den voraussichtlichen Auswirkungen auf die Gasversorgungssicherheit in der Risikogruppe.

Siehe Punkt 5 Präventionsmaßnahmen

b) Geben Sie an, wie die Infrastrukturprojekte den vom ENTSOG gemäß Artikel 8 Absatz 10 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 erarbeiteten unionsweiten Zehnjahres-Netzentwicklungsplan berücksichtigen.

Da der TYNDP 2018 derzeit in finaler Abstimmung ist, beziehen sich die Angaben auf den TYNDP 2017:

<b>TYNDP Projekt- nummer</b>	<b>Projektname</b>	<b>Status im TY- NDP 2017</b>	<b>Projekte im KNEP 2018</b>	<b>3. PCI Liste</b>
TRA-N-954	TAG Reverse Flow	Less-advanced, FID	TAG2016/01 TAG 2016/03	Nein
TRA-N-361	GCA 2015/08: Entry/Exit Murfeld	Advanced, non- FID	GCA 2015/08	Ja, 6.26.1
TRA-N-021	Bidirectional Aus- trian-Czech Intercon- nector (BACI)	Advanced, non- FID	GCA 2015/01a	Ja, 6.4

TRA-N-423	GCA Mosonmagyaróvár	Advanced, non-FID	GCA 2015/05	Ja, 6.24.1
TRA-N-801	Breclav-Baumgarten Interconnection (BBI) AT	Advanced, non-FID	GCA 2016/01	Nein

## 8. Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit

Geben Sie die im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit bestehenden gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen an und beschreiben Sie sie kurz (Verwendung von Anhängen für ausführlichere Informationen). Legen Sie klar dar, wer diese Verpflichtungen einzuhalten hat und wie. Beschreiben Sie gegebenenfalls, wie und wann diese gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen greifen würden.

Das GWG 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 Abs. 1 bis 2 im Allgemeininteresse auferlegten Verpflichtungen mit allen ihnen zur Verfügung stehenden Mitteln anzustreben.

Die in § 4 Z 1 und 2 GWG 2011 angeführten Ziele sind die folgenden:

1. der österreichischen Bevölkerung und Wirtschaft Erdgas umweltfreundlich, kostengünstig, ausreichend, sicher und in hoher Qualität zur Verfügung zu stellen und dessen effizienten Einsatz, insbesondere auch bei der Umwandlung von Strom und Wärme, zu gewährleisten sowie die zur sicheren Erdgasversorgung der Mitgliedstaaten der Gemeinschaft erforderliche Infrastruktur zu schaffen;
2. eine Marktorganisation für die Erdgaswirtschaft gemäß dem EU-Primärrecht und den Grundsätzen des Erdgasbinnenmarktes gemäß der Erdgasbinnenmarktrichtlinie 2009/73/EG zu schaffen;

## 9. Konsultation der Interessenträger

Beschreiben Sie gemäß Artikel 8 Absatz 2 dieser Verordnung, welcher Mechanismus für die Konsultationen für die Erarbeitung des Plans sowie des Notfallplans verwendet wurde und welche Ergebnisse erzielt wurden bei den entsprechenden Konsultationen mit

- a) Gasunternehmen,
- b) einschlägigen Organisationen, die die Interessen von Privathaushalten vertreten,
- c) einschlägigen Organisationen, die die Interessen gewerblicher Gaskunden einschließlich Stromerzeuger vertreten,
- d) nationalen Regulierungsbehörden.

Besprechungen zwischen BMNT, MVGM und E-Control

- am 31.01.2019 und
- am 21.02.2019.

Danach schriftliche Abstimmung.

Am 01.04.2019 Sitzung mit dem folgenden, erweiterten Kreis der Stakeholder:

- BMNT,
- E-Control,
- Fernleitungsnetzbetreiber,
- Speicherunternehmen,
- MVGM,
- Fachverband der Gas- und Wärmeversorgungsunternehmungen,
- Versorger,
- Produzenten.

Einigung auf Entwürfe für den Präventions- und den Notfallplan.

In folgenden zwei Punkten konnte kein Konsens erzielt werden.

- Die Forderung der Speicherunternehmen nach einer Ausweitung des Kreises der geschützten Kunden auf das zulässige Maximum wird von Versorgerseite abgelehnt. Dieser Punkt wird voraussichtlich im Rahmen der nächsten Novellierung des GWG berücksichtigt werden. Nach derzeitigem Stand wird der Kreis der geschützten Kunden um grundlegende soziale Dienste, exklusive Bildung und öffentliche Verwaltung, erweitert werden.
- Die von den Speicherunternehmen geforderte – und von Versorgerseite abgelehnte – Verschärfung der Überprüfung der Einhaltung des Versorgungsstandards (betreffend Art. (1) c) VO (EU) 2017/1938) wird im Präventionsplan zwar nicht ausdrücklich vorgeschrieben, allerdings wird die E-Control künftig detailliert hinterfragen, wie die Unternehmen diesen Fall vertraglich absichern.

#### 10. Regionale Dimension

Nennen Sie nationale Gegebenheiten und Maßnahmen, die für die Versorgungssicherheit relevant sind und nicht in den vorausgegangenen Abschnitten des Plans erfasst wurden.

Keine.

Geben Sie an, wie etwaige Bemerkungen im Anschluss an die Konsultationen gemäß Artikel 8 Absatz 2 berücksichtigt wurden.

siehe oben unter Punkt 9.

11.1. Berechnung der N – 1 auf Ebene der Risikogruppe, wenn das von den zuständigen Behörden der Risikogruppe vereinbart worden ist

N – 1-Formel

- a) Benennung der größten einzelnen Gasinfrastruktur von gemeinsamem Interesse für die Risikogruppe,
- b) Berechnung der N – 1-Formel auf Ebene der Risikogruppe,
- c) Beschreibung der Werte, die für alle Elemente in der N – 1 Formel verwendet werden, einschließlich der für die Berechnung verwendeten Zwischenwerte (z. B. für EPm Angabe der Kapazität aller Einspeisepunkte, die bei diesem Parameter berücksichtigt wurden),
- d) Angabe der für die Berechnung der Parameter in der N – 1 Formel (z. B. Dmax) zugrunde gelegten Methodologien und etwaigen Annahmen (Verwendung von Anhängen zwecks ausführlicher Erläuterungen).

Siehe oben den Punkt „3.1. N – 1-Formel“.

11.2. Mechanismen für die Zusammenarbeit

Beschreiben Sie die Mechanismen, die für die Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten in den betreffenden Risikogruppen verwendet werden, auch für die Ausarbeitung grenzüberschreitender Maßnahmen in dem Präventions- und dem Notfallplan.

Beschreiben Sie die Mechanismen, die für die Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten für die Konzipierung und die Verabschiedung der für die Anwendung des Artikels 13 erforderlichen Bestimmungen verwendet werden.

Siehe die Ausführungen zum Zusammenarbeitsmechanismus in den Anhängen:

- „PP\_2019\_Anhang\_01“, Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ukraine“ (BG, CZ, DE, EL, HR, IT [Koordination], LU, HU, AT, PL, RO, SI, SK),
- „PP\_2019\_Anhang\_02“, Risikogruppe „Gasversorgung Ost, Ostsee“ (BE, CZ, DK, DE [Koordination], FR, LU, NL, AT, SK, SE) und
- „PP\_2019\_Anhang\_03“, Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika, Algerien“ (EL, ES [Koordination], FR, HR, IT, MT, AT, PT, SI).

Für die Risikogruppe „Gasversorgung Nordafrika, Libyen“ (HR, IT [Koordination], MT, AT, SI) wurde kein Zusammenarbeitsmechanismus vereinbart, da MT mit dem europäischen Gasnetz noch nicht verbunden ist und diese Risikogruppe eine Untergruppe der „Risikogruppe Gasversorgung Ost Ukraine“ ist.

11.3. Präventionsmaßnahmen

Beschreiben Sie die Präventionsmaßnahmen, die bereits eingeführt wurden oder in der Risikogruppe oder infolge regionaler Vereinbarungen vorgesehen sind:

- a) Beschreibung jeder einzelnen Präventionsmaßnahme, die für jedes gemäß der Risikobewertung ermittelte Risiko verabschiedet wurde, einschließlich einer Beschreibung
  - i) ihrer Auswirkungen bei den Mitgliedern der Risikogruppe,
  - ii) ihrer wirtschaftlichen Auswirkungen, Wirksamkeit und Effizienz,
  - iii) ihrer Umweltauswirkungen,
  - iv) ihrer Auswirkungen auf die Kunden.

Gegebenenfalls ist Folgendes anzugeben:

- Maßnahmen zur Verbesserung der Verbindungsleitungen zwischen benachbarten Mitgliedstaaten,
- Maßnahmen zur Diversifizierung der Gasversorgungswege und –bezugsquellen,
- Maßnahmen zum Schutz von für die Versorgungssicherheit relevanten Infrastrukturen im Hinblick auf die Kontrolle durch Einrichtungen in Drittländern (einschließlich, soweit von Bedeutung, allgemeiner oder sektorspezifischer Gesetze zur Überprüfung von Investitionen, besonderer Rechte für bestimmte Aktionäre usw.);

Aufgrund der gemeinsamen Risikobewertungen in den Risikogruppen

- „Gasversorgung Ost“ a) Ukraine,
- „Gasversorgung Ost“ Ostsee,
- „Gasversorgung Nordafrika“ a) Algerien und
- „Gasversorgung Nordafrika“ b) Libyen.

bisher keine.

Allerdings sind die im gemeinschaftsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan 2017 von ENTSO-G enthaltenen Projekte mit Bezug zu AT (siehe oben unter Punkt 7 b)) von großer Relevanz zur Verbesserung der Verbindungsleitungen zwischen benachbarten MS und zur Diversifizierung der Gasversorgungswege und –bezugsquellen.

- b) Beschreibung anderer Maßnahmen, die nicht aufgrund der Risikobewertung, sondern aus anderen Gründen verabschiedet wurden, jedoch positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit der Risikogruppe haben;

Keine.

- c) Falls nicht marktbasierete Maßnahmen angewandt werden, ist Folgendes (pro Maßnahme) vorzusehen:

Trifft auf AT nicht zu.

- i) Begründung, weshalb die Maßnahme notwendig ist (d. h., warum die Versorgungssicherheit nicht durch marktbasierete Maßnahmen allein erreicht werden kann),
- ii) Begründung, weshalb die Maßnahme verhältnismäßig ist (d. h., warum die nicht-marktbasierete Maßnahme das am wenigsten restriktive Mittel zur Erzielung der beabsichtigten Wirkung ist),
- iii) Bereitstellung einer Analyse der Auswirkungen einer solchen Maßnahme
  - Begründung, weshalb die Maßnahme notwendig ist (d. h., warum die Versorgungssicherheit nicht durch marktbasierete Maßnahmen allein erreicht werden kann),
  - Begründung, weshalb die Maßnahme verhältnismäßig ist (d. h., warum die nicht-marktbasierete Maßnahme das am wenigsten restriktive Mittel zur Erzielung der beabsichtigten Wirkung ist),
  - Bereitstellung einer Analyse der Auswirkungen einer solchen Maßnahme
    1. auf die Versorgungssicherheit anderer Mitgliedstaaten,
    2. auf den nationalen Markt,
    3. auf den Binnenmarkt;
- d) Erläuterung, in welchem Umfang Energieeffizienzmaßnahmen, unter Einbeziehung von Energieeffizienzmaßnahmen auf der Nachfrageseite, zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Betracht gezogen wurden;

Das AT Bundes-Energieeffizienzgesetz BGBl. I Nr. 72/2014 (EEffG) verpflichtet Unternehmen, je nach Größe Energieaudits durchzuführen, ein Energiemanagement einzuführen oder Energieberatungen durchzuführen (§ 9).

Energielieferanten sind verpflichtet, jährlich Energieeffizienzmaßnahmen nachzuweisen, die mindestens 0,6% ihrer Energieabsätze an ihre Endkunden in Österreich im Vorjahr, kumuliert 159 PJ bis 2020, entsprechen (§ 10).

e) Erläuterung, in welchem Umfang erneuerbare Energiequellen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Betracht gezogen wurden.

Die Einspeisung von Biogas in das AT-Gasnetz von 11,56 Mio. m<sup>3</sup> im Jahre 2016 auf 13,16 Mio. (2017) und 15,13 Mio. m<sup>3</sup> 2018 angestiegen. Damit konnten 2018 0,18 % des Inlandsgasverbrauches abgedeckt werden.

Ein wesentlicher Anteil von Erdgas soll in Zukunft durch erneuerbares Gas ersetzt werden – sogenanntes „Greening the gas“ durch Biomethan aus biogenen Reststoffen, aber auch Wasserstoff und andere erneuerbare Bereitstellungsformen (synthetisches Methan, etc.).

---

(1) Sofern diese Aufgabe von einer zuständigen Behörde delegiert wurde, ist der Name der Stelle(n) anzugeben, die im Auftrag dieser zuständigen Behörde für die Erstellung des vorliegenden Plans verantwortlich ist (sind).

(2) Der Einfachheit halber stellen Sie die Informationen nach Möglichkeit auf der höchsten Ebene der Risikogruppen dar; Einzelheiten sind nach Bedarf zusammenzufassen.

(3) Für den ersten Plan sind Daten der letzten beiden Jahre aufzunehmen. Für Aktualisierungen sind Daten der letzten vier Jahre aufzunehmen.

(4) Einschließlich industrieller Kunden, Stromerzeugung, Fernwärme, Wohnsektor sowie Dienstleistungssektor und sonstige (bitte geben Sie die Art der hier erfassten Kunden an).

(5) Beschreiben Sie die angewandte Methodik.