



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland

gemäß Art. 4 der

*VERORDNUNG (EU) Nr. 994/2010 DES EUROPÄISCHEN
PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Oktober 2010
über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgas-
versorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG
des Rates*

Stand: Dezember 2016

Impressum

Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft
und Energie (BMWi)
Öffentlichkeitsarbeit
11019 Berlin
www.bmwi.de

Text und Redaktion

Referat IIA4, Gas- und Ölmärkte, Krisenvorsorge

Herausgeber

Referat LB2, Öffentlichkeitsarbeit

Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

Stand

Dezember 2016

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.



Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Referat Öffentlichkeitsarbeit
E-Mail: publikationen@bundesregierung.de
www.bmwi.de

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Inhalt

1. Hintergrund	2
2. Ablauf für die Erstellung des Präventionsplans	3
3. Inhalt des Präventionsplans	4
3.1 Anforderungen gemäß Art. 5 der SoS-VO	4
3.2 Konzeption	4
4. Ergebnisse der Risikobewertung gemäß Art. 9 der SoS-VO	5
4.1 Der Infrastrukturstandard	5
4.1.1 „N-1-Formel“ gemäß Art. 6 SoS-VO	5
4.1.2 Berechnung für Deutschland	5
4.2 Der Versorgungsstandard	6
4.2.1 Vorgaben gemäß Art. 8 SoS-VO	6
4.2.2 Berechnung für Deutschland	6
4.3 Kritische Würdigung Infrastruktur- und Versorgungsstandard	8
4.4 Risiko L-Gasversorgung	8
5. Akteure, Marktrollen und Zuständigkeiten auf dem deutschen Gasmarkt	10
6. Rechtlicher Rahmen für die Wahrnehmung präventiver Aufgaben im Gassektor: Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten	11
6.1 Zuständigkeiten der Gasversorgungsunternehmen	11
6.2 Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern	11
6.3 Zuständigkeiten der Behörden	12
6.4 Zusammenschau über Zuständigkeiten gemäß SoS-VO	12
7. Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit	13
7.1 Nationaler Netzentwicklungsplan Gas (NEP)	13
7.2 Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen und Gasflüsse	15
7.2.1 Ausbau physischer Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen	15
7.2.2 Grenzüberschreitende Gasflüsse	15
7.3 Speicher: Status, Ausbau und Zugang	17
7.4 Verbesserung der Datengrundlage	19
7.5 Integrierte Regelung für die Strom- und Erdgasversorgung	19
8. Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten	21
9. Abkürzungsverzeichnis	22

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Das deutsche Fernleitungsnetz und seine Einbindung in die europäische Transportinfrastruktur	16
Abbildung 2: Standorte der deutschen Untertage-Erdgasspeicher	18
Tabelle 1: Versorgungsstandard für Deutschland	8
Tabelle 2: Überblick über Zuständigkeiten gemäß SoS-VO	12
Tabelle 3: Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen (gemäß Karte von ENTSOG in Abbildung 1)	23
Tabelle 4: Grenzüberschreitende Lastflüsse (2015)	29

1. Hintergrund

Die sichere Erdgasversorgung in der Europäischen Union liegt im Rahmen ihrer jeweiligen Tätigkeiten und Zuständigkeiten in der gemeinsamen Verantwortung der Erdgasunternehmen, der Mitgliedstaaten und insbesondere ihrer zuständigen Behörden sowie der Europäischen Kommission (EU-KOM). Diese gemeinsame Verantwortung erfordert ein gut abgestimmtes Maß an Informationsaustausch und Kooperation zwischen den Akteuren.

Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates („SoS-VO“) sieht vor diesem Hintergrund ein umfassendes Instrumentarium vor, um den Erdgasbinnenmarkt zu stärken und Vorsorge für den Fall einer Versorgungskrise zu treffen. Die hierfür erforderlichen nationalen Rahmenbedingungen und Gestaltungsrechte für Unternehmen und Behörden sind in dem in Deutschland geltenden Rechtsrahmen bereits vorhanden.

Die Erdgasversorgungslage in Deutschland ist in hohem Maße sicher und zuverlässig. Dies betrifft insbesondere die Versorgung der privaten Haushaltskunden, die in der SoS-VO einen besonderen Stellenwert haben. So erfüllt Deutschland die Anforderungen der in der SoS-VO festgelegten Infrastruktur- und Versorgungsstandards in vollem Umfang. Dennoch gilt es, die Widerstandsfähigkeit gegenüber Versorgungskrisen durch geeignete Maßnahmen nicht nur zu erhalten, sondern wo notwendig weiter zu erhöhen und so die Eintrittswahrscheinlichkeit von Versorgungskrisen zu senken. Hierfür sind eine enge Zusammenarbeit aller Beteiligten sowie die zeitnahe Umsetzung entsprechender Maßnahmen notwendig. Das betrifft insbesondere den Netzausbau, die Zusammenarbeit zwischen dem Strom- und Gassektor sowie die Verbesserung der Datenerfassung. Des Weiteren ist grenzüberschreitend eine Abstimmung zwischen deutschen und angrenzenden ausländischen Netzbetreibern und zuständigen Behörden über den Umgang mit Engpasssituationen erforderlich.

Die SoS-VO definiert Zuständigkeiten sowie Pflichten von Unternehmen, nationalen Behörden und EU-KOM und fordert die Mitgliedstaaten auf, vorab das vorgesehene Krisenmanagement nebst präventiven Maßnahmen im Rahmen von Präventions- und Notfallplänen festzulegen.

So gilt gemäß Art. 4 der SoS-VO:

„Die zuständige Behörde eines jeden Mitgliedstaats erstellt, nachdem sie die Erdgasunternehmen, die jeweiligen die Interessen von Privathaushalten und gewerblichen Verbrauchern vertretenden Organisationen und die nationale Regulierungsbehörde, sofern diese nicht mit der zuständigen Behörde identisch ist, konsultiert hat, (...), Folgendes:

- a) *in Übereinstimmung mit der Risikobewertung gemäß Artikel 9 einen Präventionsplan mit den für die Risikobeseitigung oder -eindämmung notwendigen Maßnahmen und*
- b) *einen Notfallplan mit Maßnahmen zur Beseitigung oder der Eindämmung der Folgen einer Störung der Erdgasversorgung gemäß Artikel 10.“*

Die zuständige Behörde für die Sicherstellung der o. g. Maßnahmen ist das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurde die Zuständigkeit für die regelmäßige Erstellung und Aktualisierung der Risikobewertung übertragen. Der vom BMWi erstellte Notfallplan wurde in einem separaten Dokument veröffentlicht.

Der hier vorgelegte Präventionsplan Gas entspricht den Anforderungen der SoS-VO.

2. Ablauf für die Erstellung des Präventionsplans

Der Präventionsplan Gas wurde vom BMWi in Zusammenarbeit mit der Gaswirtschaft und der BNetzA erstellt. Die Gaswirtschaft hat ihre Mitwirkung an den Arbeiten zur Umsetzung der SoS-VO durch die Einrichtung einer Projektgruppe im Bereich des Bundesverbandes der Energie und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) sichergestellt, an deren Sitzungen das BMWi regelmäßig teilgenommen hat. Bei der aktuellen Überarbeitung wurden der BDEW, EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e. V. (EFET), die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas), die Initiative Erdgasspeicher e. V. (INES) und der Verband kommunaler Unternehmen (VKU) konsultiert.

Die Interessen der privaten und gewerblichen Verbraucher wurden durch Konsultation mit dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) berücksichtigt.

Konsultiert wurden ferner die Bundesländer sowie die zuständigen Behörden aller benachbarten EU-Staaten, Italiens, Schwedens, der Slowakei und der Schweiz.

3. Inhalt des Präventionsplans

3.1 Anforderungen gemäß Art. 5 der SoS-VO

Die Anforderungen an den Inhalt des Präventionsplans definiert Art. 5 SoS-VO. Entsprechend müssen die Präventionspläne folgenden Kriterien genügen:

Sie enthalten:

- a) die Ergebnisse der Risikobewertung gemäß Artikel 9;
- b) die Maßnahmen, Mengen, Kapazitäten und die Zeitplanung, die zur Erfüllung der in den Artikeln 6 und 8 festgelegten Infrastruktur- und Versorgungsstandards notwendig sind, gegebenenfalls einschließlich des Umfangs, in dem eine Versorgungsstörung (...) durch nachfrageseitige Maßnahmen hinreichend und zeitnah ausgeglichen werden kann;
- c) die Verpflichtungen, die Erdgasunternehmen und anderen einschlägigen Stellen auferlegt werden, einschließlich Verpflichtungen für den sicheren Betrieb des Gasnetzes;
- d) die anderen Maßnahmen zur Vermeidung der festgestellten Risiken, wie zum Beispiel, soweit angemessen, Maßnahmen betreffend die Notwendigkeit, die Verbindungsleitungen zwischen benachbarten Mitgliedstaaten zu verbessern, und die Möglichkeit, Gasversorgungswege und -bezugsquellen zu diversifizieren, um die Gasversorgung für alle Kunden weitestgehend aufrechtzuerhalten;
- e) gegebenenfalls die Mechanismen, die bei der Zusammenarbeit mit den anderen Mitgliedstaaten bei der Vorbereitung und Umsetzung der gemeinsamen Präventionspläne und der gemeinsamen Notfallpläne (...) anzuwenden sind;
- f) Informationen über bestehende und zukünftige Verbindungsleitungen, einschließlich derer für den Zugang zum Gasnetz der Union, über grenzüberschreitende Gasflüsse, den grenzüberschreitenden Zugang zu Speicheranlagen sowie die physische Kapazität für einen Gastransport in beide Richtungen (im Folgenden „Kapazität für Lastflüsse in beide Richtungen“), insbesondere in Notfällen;
- g) Angaben zu allen gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen, die mit der Sicherheit der Gasversorgung in Zusammenhang stehen.

Sie berücksichtigen insbesondere die Maßnahmen zur Erfüllung des in Artikel 6 festgelegten Infrastrukturstandards sowie den von dem ENTSO Gas [Europäischer Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber, fortan: ENTSSOG] (...) auszuarbeitenden unionsweiten zehnjährigen Netzentwicklungsplan.

Sie beruhen hauptsächlich auf marktbezogenen Maßnahmen und berücksichtigen die wirtschaftlichen Auswirkungen, die Wirksamkeit und die Effizienz der Maßnahmen, die Auswirkungen auf das Funktionieren des Energiebinnenmarktes, die Umwelt und die Verbraucher, und sie dürfen die Erdgasunternehmen nicht über Gebühr belasten und sich nicht negativ auf das Funktionieren des Erdgasbinnenmarktes auswirken.

3.2 Konzeption

Entlang der o. g. Anforderungen beschreibt dieser Präventionsplan Maßnahmen zum Erhalt – und wo notwendig – zur Verbesserung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Er berücksichtigt dabei die aus der Risikobewertung 2016 gewonnenen Erkenntnisse.

4. Ergebnisse der Risikobewertung gemäß Art. 9 der SoS-VO

Die Risikobewertung für Deutschland wurde durch die BNetzA in Zusammenarbeit mit dem BMWi und mit Unterstützung der Gaswirtschaft durchgeführt. Der Risikobericht gemäß Art. 9 SoS-VO über die Folgen potentieller Störungen der Gasinfrastruktur für die Versorgungslage in Deutschland wurde im September 2016 bei der EU-KOM notifiziert. Gemäß den Vorgaben der SoS-VO stehen Störungen an wichtigen Gasinfrastrukturen im Mittelpunkt der Analyse. Die Ursache der Gaslieferstörung (z. B. ob Importstörung oder technisches Problem) spielt dabei für die Analyse ihrer potentiellen Wirkung keine Rolle.

Zur Auswahl der Szenarien des Risikoberichts ist Folgendes festzuhalten:

Aus der grundsätzlich unbegrenzten Zahl möglicher Störszenarien und deren Kombinationen werden mit Blick auf die vorgegebene Methodik und die Erheblichkeit der wahrscheinlichen Auswirkungen einer bestimmten Versorgungsstörung auf die Versorgungslage fünf Störungen der besonders wichtigen Gasinfrastrukturen an den Grenzen Deutschlands betrachtet. Es handelt sich dabei um die Betrachtung jeweils vollständiger Ausfälle der Importkapazität an den Grenzübergangspunkten (GÜP) Waidhaus, Mallnow, Greifswald, Dornum und Zevenaar und deren potentielle Implikationen für die Versorgungslage (insbes. für Infrastruktur- und Versorgungsstandards gemäß SoS-VO).

4.1 Der Infrastrukturstandard

4.1.1 „N-1-Formel“ gemäß Art. 6 SoS-VO

Der Infrastrukturstandard gilt als erfüllt, wenn bei einem unterstellten Ausfall der Gaslieferungen am Importpunkt mit der größten Einspeiseleistung nach Deutschland über die „verbleibenden“ Transportkapazitäten (N-1) so viel Gas eingespeist werden kann, dass der errechnete maximale Tagesbedarf in Deutschland (so wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt) gedeckt werden könnte. Dabei spielen auch vorhandene Speichermengen eine wichtige Rolle. Das Ergebnis der Berechnung muss mindestens 100 Prozent betragen.

Diese sog. „N-1-Formel“ ist von der SoS-VO im Anhang I vorgegeben. Die Zuständigkeit für die Erfüllung des Infrastrukturstandards liegt beim BMWi.

4.1.2 Berechnung für Deutschland

Das Infrastrukturelement mit der größten Kapazität zur Versorgung stellt der GÜP Greifswald mit einer technischen Kapazität von 1.742 GWh/d (160,85 Mio. m³/d) dar. Netztechnisch ist es jedoch nicht möglich, diese Kapazität vollständig zur Versorgung Deutschlands heranzuziehen, da die Aufnahmekapazitäten des deutschen Versorgungsnetzes beschränkt sind, so dass ein Teil der Mengen über die OPAL zum Exit-GÜP Brandov abtransportiert werden muss. Die diesem Transit dienende Transportkapazität der OPAL beträgt 950,4 GWh/d (87,76 Mio. m³/d). Ein Ausfall des GÜP Greifswald würde daher zu einer Reduktion der Importkapazitäten in das deutsche Versorgungsgebiet in lediglich folgendem Ausmaß führen:

$$1.742 \text{ GWh/d} - 950,4 \text{ GWh/d} = 791,6 \text{ GWh/d} \text{ (73,09 Mio. m}^3\text{/d)}$$

Die Importkapazität des Grenzübergangspunktes Mallnow hingegen übersteigt diesen Wert:

$$\text{Importkapazität Grenzübergangspunkt Mallnow} = 930,2 \text{ GWh/d (85,89 Mio. m}^3\text{/d)}$$

Aufgrund der größeren Auswirkungen für die Versorgung Deutschlands muss für den Ausfall der größten Importkapazität die Kapazität des Grenzübergangspunktes Mallnow herangezogen werden.

Der Infrastrukturstandard nach SoS-VO errechnet sich für den Punkt Mallnow wie folgt:

$$N-1 [\%] = \frac{595,88 + 26,16 + 400,0 + 0 - 85,89}{474,80} \times 100, \quad N-1 \geq 100 \%$$

$$\text{Ergebnis: } N-1 [\%] = 197 \%$$

Damit ist der Infrastrukturstandard mit 197 Prozent gemäß SoS-VO für den GÜP Mallnow erfüllt.

Die Risikobewertung behandelt im Rahmen eines Exkurses zusätzliche N-1-Szenarien, die über die Vorgaben der SoS-VO hinausgehen. Selbst bei der Berücksichtigung der ausschließlich über das deutsche Erdgasnetz versorgten österreichischen Netzgebiete Tirol und Vorarlberg, Liechtensteins und des Schweizer Kantons Graubünden sowie der pauschalen zusätzlichen Addition des Spitzenverbrauchs aller deutschen systemrelevanten Gaskraftwerke würde der N-1-Infrastrukturstandard mit 179 Prozent weiterhin deutlich übererfüllt.

4.2 Der Versorgungsstandard

4.2.1 Vorgaben gemäß Art. 8 SoS-VO

Der Versorgungsstandard gemäß Art. 8 Abs. 1 SoS-VO verpflichtet die Erdgasunternehmen dazu, die Versorgung der „geschützten Kunden“ auch im Falle besonders hohen Gasverbrauchs aufrechtzuerhalten und hierfür auch entsprechende Vorsorge zu tätigen. Hierfür werden drei Szenarien vorgegeben:

- Fall a) **extreme Temperaturen** an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen
- Fall b) **ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen**, wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt
- Fall c) **bei Ausfall der größten einzelnen Infrastruktur** unter durchschnittlichen Winterbedingungen für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen

4.2.2 Berechnung für Deutschland

Diese Vorgabe ist im nationalen Recht in § 53 a EnWG umgesetzt. Demnach sind die Gasversorgungsunternehmen für die Versorgung von Haushaltskunden sowie Fernwärmanlagen, soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern, in besonderer Weise verantwortlich („geschützte Kunden“ im Sinne der SoS-VO).

Dies bedeutet, dass die Gasversorgungsunternehmen die Erdgasversorgung der geschützten Kunden auch in diesen drei Fällen gewährleisten müssen und hierfür auch zu entsprechender Vorsorge verpflichtet sind.

Versorgungsszenario a) extreme Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast einmal in 20 Jahren

Gemäß Artikel 8 Absatz 1 lit. a) SoS-VO in Verbindung mit § 53a EnWG haben die Gasversorgungsunternehmen die Versorgung der geschützten Kunden bei extremen Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommen, zu gewährleisten. Bezogen auf die vergangenen 20 Jahre ist der zum Zeitpunkt der Erstellung der Risikoanalyse hierfür einschlägige Zeitraum der 27. Dezember 1996 bis zum 2. Januar 1997. In diesem Zeitraum lagen die gewichteten Temperaturen zwischen $-7,9^{\circ}\text{C}$ und $-3,6^{\circ}\text{C}$.

Auf Basis der oben genannten Berechnungsgrundlagen ergibt sich für den in Artikel 8 Absatz 1 lit. a) SoS-VO genannten Zeitraum in Deutschland ein Erdgasgesamtverbrauch der geschützten Kunden von 1.597 Mio. m^3 . Die maximal mögliche Importmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum beträgt 4.171 Mio. m^3 Erdgas, womit der Versorgungsstandard als erfüllt angesehen werden kann.

Exkurs:

Der Verbrauch der österreichischen Netzgebiete (Tirol und Vorarlberg) sowie des Schweizer Kantons Graubünden und Liechtensteins, die nur über das deutsche Gasnetz versorgt werden können, beläuft sich unter den Vorgaben des Versorgungsszenarios a) auf 27 Mio. m^3 und fiel auf den Zeitraum 03.02.2012 – 10.02.2012. Der Verbrauch der systemrelevanten Gaskraftwerke beläuft sich bezogen auf sieben Tage auf 309 Mio. m^3 . Der nach dieser Sonderbetrachtung abzusichernde Erdgasbedarf bei extremen Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast beträgt somit 1.933 Mio. m^3 , rechnet man noch die Mengen der vorgenannten Netzgebiete Österreichs, Liechtensteins sowie des Schweizer Kantons Graubünden und der systemrelevanten Gaskraftwerke hinzu. Die maximal mögliche Importmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum beträgt 4.171 Mio. m^3 Erdgas und wäre damit größer als der berechnete Bedarf. **Diese Berechnung dient alleine der Information und ist in Hinblick auf die Anwendung der SoS-VO ohne Relevanz.**

Versorgungsszenario b) ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt

Gemäß Artikel 8 Absatz 1 lit. b) SoS-VO in Verbindung mit § 53a EnWG haben die Gasversorgungsunternehmen die Versorgung der geschützten Kunden für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen, während ein außergewöhnlich hoher Gasverbrauch vorherrscht, wie er mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren vorkommt, zu gewährleisten. Auf Grundlage der oben genannten Berechnungsgrundlagen ergibt sich für den in Artikel 8 Absatz 1 lit. b) SoS-VO genannten Zeitraum in Deutschland ein Erdgasgesamtverbrauch der geschützten Kunden von 5.885 Mio. m³ und ist in dem Zeitraum vom 20.12.1996 – 09.01.1997 angefallen. Die maximal mögliche Grenzübergangsmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum beträgt 17.876 Mio. m³ Erdgas, womit der Versorgungsstandard als erfüllt angesehen werden kann.

Exkurs:

Der Verbrauch der österreichischen Netzgebiete (Tirol und Vorarlberg), des Schweizer Kantons Graubünden sowie Liechtensteins, die nur über das deutsche Gasnetz versorgt werden können, beläuft sich unter den Vorgaben des Versorgungsszenarios b) auf 99 Mio. m³ und fiel auf den Zeitraum 24.01.2012 – 23.02.2012. Der Verbrauch der systemrelevanten Gaskraftwerke beläuft sich bezogen auf 30 Tage auf 1.323 Mio. m³. Der nach dieser Sonderbetrachtung abzusichernde Erdgasbedarf bei einem außergewöhnlich hohen Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen beträgt somit 7.307 Mio. m³, rechnet man noch analog zu obiger Berechnung die Mengen der vorgenannten Netzgebiete Österreichs, Liechtensteins sowie des Schweizer Kantons Graubünden und der systemrelevanten Gaskraftwerke hinzu. Die maximal mögliche Importmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum beträgt 17.876 Mio. m³ Erdgas und wäre damit größer als der berechnete Bedarf. **Diese Berechnung dient alleine der Information und ist in Hinblick auf die Anwendung der SoS-VO ohne Relevanz.**

Versorgungsszenario c) Ausfall der größten einzelnen Infrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen für einen Zeitraum von 30 Tagen

Gemäß Artikel 8 Absatz 1 lit. c) SoS-VO in Verbindung mit § 53a EnWG haben die Gasversorgungsunternehmen die Versorgung der geschützten Kunden bei einem Ausfall der größten einzelnen Infrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen zu gewährleisten.

Auf Grundlage der oben genannten Berechnungsgrundlagen ergibt sich für den in Artikel 8 Absatz 1 lit. c) SoS-VO genannten Zeitraum ein Erdgasgesamtverbrauch der geschützten Kunden in Deutschland von 3.840 Mio. m³, wobei der Zeitraum vom 01.01.2011 – 31.01.2011 als durchschnittlicher Wintermonat als Grundlage diente. Die maximal mögliche Grenzübergangsmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum bei gleichzeitigem Ausfall des GÜP Mallnow beträgt 15.300 Mio. m³ Erdgas, womit der Versorgungsstandard als erfüllt angesehen werden kann.

Exkurs:

Der Verbrauch der österreichischen Netzgebiete (Tirol und Vorarlberg), des Schweizer Kantons Graubünden sowie Liechtensteins, die nur über das deutsche Gasnetz versorgt werden können, beläuft sich unter den Vorgaben des Versorgungsszenarios c) auf 77 Mio. m³ und fiel auf den Zeitraum 23.11.2012 – 22.12.2012. Der Verbrauch der systemrelevanten Gaskraftwerke beläuft sich bezogen auf 30 Tage auf 1.323 Mio. m³. Der nach dieser Sonderbetrachtung abzusichernde Erdgasbedarf bei einem Ausfall der größten einzelnen Infrastruktur unter durchschnittlichen Winterbedingungen für einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen beträgt somit 5.240 Mio. m³, rechnet man noch die Mengen der österreichischen Netzgebiete und der systemrelevanten Gaskraftwerke hinzu. Die maximal mögliche Importmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum bei gleichzeitigem Ausfall des Grenzübergangspunktes Mallnow beträgt 15.300 Mio. m³ Erdgas, womit der Versorgungsstandard als erfüllt angesehen werden kann. **Diese Berechnung dient alleine der Information und ist in Hinblick auf die Anwendung der SoS-VO ohne Relevanz.**

Tabelle 1: Versorgungsstandard für Deutschland

Szenario	Absicherung der geschützten Kunden
a) extreme Kälte, sieben Tage	<input checked="" type="checkbox"/>
b) außergewöhnlicher Gasverbrauch	<input checked="" type="checkbox"/>
c) Ausfall größte einzelne Infrastruktur, 30 Tage	<input checked="" type="checkbox"/>

4.3 Kritische Würdigung Infrastruktur- und Versorgungsstandard

Die Risikobewertung zeigt, dass alle Vorgaben der SoS-VO in Deutschland erfüllt werden. D.h. die deutschen Gasversorgungsunternehmen wurden nicht nur zur Sicherstellung des Versorgungsstandards verpflichtet, sondern sie sind mit hoher Wahrscheinlichkeit auch in der Lage, ihn zu erfüllen; **zur Erfüllung der beiden vorgegebenen Standards sind keine zusätzlichen Maßnahmen erforderlich.**

Allerdings ist zu beachten, dass der Analyse die Prämissen der SoS-VO zu Grunde liegen. So wird die maximal mögliche Auslastung der in den Szenarien berücksichtigten Kapazität der Grenzübergangspunkte im entsprechenden Zeitraum unterstellt. Weiterhin wird in der SoS-VO unterstellt, dass die jeweiligen Speichermengen sowie die jeweiligen Transport- und Einspeisemengen und -kapazitäten auch tatsächlich für die inländische Versorgung zur Verfügung stehen (tatsächlich lagern auch ausländische Kunden Gas ein und Deutschland ist wie andere Mitgliedstaaten auch Transitland). Auch berücksichtigt die aggregierte Berechnung der beiden durch die SoS-VO vorgegebenen Standards keine netztopologischen Besonderheiten und stellt die Anfälligkeit für lokale Versorgungsengpässe nicht dar.

Auch bei Berücksichtigung dieser methodischen Einschränkungen konnten strukturelle Risiken, welche die deutschlandweite Erdgasversorgung ernsthaft, d.h. mit entsprechend hoher Wahrscheinlichkeit einer langen Dauer und damit mit der Folge einer massiven überregionalen Versorgungsstörung beeinträchtigen könnten, bei der Analyse nicht identifiziert werden. Diese Einschätzung stützt sich auch weiterhin auf empirische Betrachtungen, insbesondere mit Blick auf die „Gas-Krise“ in der Ukraine in den Monaten Dezember 2008 und Januar 2009 sowie der Liefereinschränkung aus Russland im Februar 2012 aufgrund der außergewöhnlichen paneuropäischen Kältewelle. Den FNB standen jeweils ausreichend marktbasierende Maßnahmen zur Verfügung, um der Versorgungsstörung wirksam entgegenzuwirken. Trotz der erheblichen Lieferausfälle

über die Ukraineleitung am bedeutenden Einspeisepunkt „Waidhaus“ konnte die Gasversorgung nicht nur der geschützten Kunden, sondern aller Endkunden in Deutschland und aller Transitkunden in den Nachbarstaaten im Rahmen der vertraglichen Verpflichtungen sichergestellt werden.

Gleichwohl zeigten die Erfahrungen im Februar 2012, dass es bei Ausfall von Liefermengen an bestimmten GÜP je nach Versorgungslage in anderen Mitgliedstaaten und Auslastung der Nord-Süd-Achse, nicht zuletzt durch Transit, auch bei insgesamt in Deutschland ausreichenden Gasmengen zu regionalen Versorgungsengpässen kommen kann.

4.4 Risiko L-Gas-Versorgung

Jüngste Produktionseinschränkungen am niederländischen Groningen-Erdgasfeld auf Basis von Entscheidungen der niederländischen Regierung zeigen, dass derzeit bei der regionalen Versorgung Deutschlands mit L-Gas ein ernstzunehmendes Risiko vorhanden ist, das im Rahmen der Risikobewertung eingehend untersucht wurde. Auch wenn Deutschland über verschiedene Liefer Routen mit dem niederländischen L-Gasnetz verbunden ist, könnte eine abrupte, massive und dauerhafte Begrenzung der dortigen L-Gas-Förderung, im Zusammenspiel mit weiteren Einflussfaktoren wie z. B. einem besonders hohen Gasbedarf im Winter, innerhalb kurzer Zeit zu einer Gasmangellage im deutschen L-Gas-System führen. Das Risiko wird im Zuge der bereits begonnenen Umstellung der deutschen L-Gas-Versorgung auf H-Gas im Zeitverlauf deutlich sinken, allerdings sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt die aktuellen Möglichkeiten der Risikobewältigung auf deutscher Seite für ein solches Szenario sehr begrenzt. Gemäß den Ergebnissen der Risikobewertung können folgende Maßnahmen zur Risikobewältigung eingesetzt werden:

Koordinierung des Umstellungsprozesses

Im Oktober 2015 begann die erste großflächige L-H-Gas-Umstellung in Deutschland mit der Umstellung des Netzgebiets der Stadtwerke Schneverdingen-Neuenkirchen GmbH (auch: Heijdjers Stadtwerke) auf H-Gas. Kontinuierlich werden nun weitere Netzgebiete umgestellt. Der L-H-Gas-Umstellungsplan (siehe <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2015/nep-2015.html> sowie Kap. 7.1) sieht vor, dass dieser Prozess bis 2030 abgeschlossen sein wird. Es ist mit einer Anpassung von bis zu 400.000 –

450.000 Endkundengeräten pro Jahr zu rechnen. Die Risikobewertung kommt zum Ergebnis, dass eine maßgebliche Beschleunigung dieses Prozesses vor dem Hintergrund der begrenzten Zahl an verfügbaren Monteuren und zertifizierten Unternehmen nicht möglich sein wird.

Stärkung des physischen L-Gas-Handels/ Bilanzielle Konvertierung

Mit dem in den qualitätsübergreifenden Marktgebieten eingeführten Konvertierungssystem wurde eine Möglichkeit für Händler geschaffen, Gasmengen innerhalb ihrer Portfolien virtuell von einer Qualität gegen ein Entgelt in die jeweils andere zu konvertieren. Die beiden Marktgebietsverantwortlichen Gaspool und NCG haben Anfang des Jahres 2016 bei der Bundesnetzagentur Anträge auf eine dauerhafte Beibehaltung des Konvertierungsentgelts gestellt. Begründet werden die Anträge der Marktgebietsverantwortlichen auf dauerhafte Beibehaltung des Konvertierungsentgelts mit dem aus ihrer Sicht notwendigen Anreiz für Händler zur qualitätsspezifischen Bewirtschaftung ihrer Bilanzkreise mit L-Gas. Dies würde dazu führen, dass Importeure weiterhin an ihren langfristigen L-Gas-Lieferverträgen festhalten und die Reduktion der L-Gas-Produktion in den Niederlanden nicht zusätzlich beschleunigt würde. Eine Entscheidung zur dauerhaften Beibehaltung des Konvertierungsentgelts steht zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Präventionsplans noch aus.

Einsatz von Flexibilitätsinstrumenten

Zur kurzfristigen Kompensation von Engpässen steht eine Vielzahl von marktbasierter Maßnahmen zur Verfügung, die auch im Falle eines Ausfalls von niederländischen Exportmengen genutzt werden können (siehe hierzu Kap. 7 sowie Kap. 7 Notfallplan Gas). Insbesondere der verstärkten Ausspeicherung aus deutschen L-Gas-Speichern, einer bedarfsgerechten Optimierung der Gasflüsse zwischen den beiden deutschen Marktgebieten Gaspool und NCG und dem verstärkten Einsatz von bestehenden Konvertierungsanlagen, die H-Gas nach L-Gas umwandeln können, dürfte in einem solchen Krisenszenario eine wichtige Rolle zukommen. Gemäß den Ergebnissen der Risikobewertung bestünde prinzipiell die Möglichkeit, weitere Konvertierungsanlagen in den deutschen Erdgasnetzen zu errichten, allerdings wäre für die Inbetriebnahme solcher Anlagen eine Vorlaufzeit von mehreren Jahren anzusetzen und vor dem Hintergrund der Umstellung der deutschen L-Gas-

Gebiete auf H-Gas die Wirtschaftlichkeit von zusätzlichen Konvertierungsanlagen zu berücksichtigen.

Das niederländische Wirtschaftsministerium hat im Rahmen des Pentilateralen Forums und im bilateralen Austausch regelmäßig über die Entwicklung der niederländischen L-Gas-Förderung informiert. Ebenso ist es begrüßenswert und notwendig, dass sich die Fernleitungsnetzbetreiber auf deutscher und niederländischer Seite über die L-Gasversorgung austauschen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie legt besonderen Wert darauf, dass die in der deutschen L-Gas-Versorgung tätigen Unternehmen Vorkehrungen treffen, um eine Krisensituationen bestmöglich zu bewältigen, und wird hierzu den Austausch mit den betreffenden Unternehmen noch weiter intensivieren. Alle aufgeführten möglichen Maßnahmen reichen allerdings selbst bei vollständiger zeitnaher Umsetzung nicht aus, um das vorhandene Risiko für die L-Gas-Versorgung umfassend zu bewältigen. Aus diesem Grund tritt die deutsche Bundesregierung gegenüber der niederländischen Regierung dafür ein, dass Entscheidungen in Bezug auf die niederländische Erdgasproduktion die deutsche L-Gas-Versorgungssicherheit nicht negativ berühren dürfen.

5. Akteure, Marktrollen und Zuständigkeiten auf dem deutschen Gasmarkt

Der deutsche Gasmarkt zeichnet sich durch eine Vielzahl privatrechtlich organisierter Marktakteure in den Bereichen Gasnetze, Speicherbetrieb und Handel aus. Das Marktgeschehen ist durch eine zunehmende Wettbewerbsintensität geprägt.

Es gibt derzeit zwei Marktgebiete (NetConnect Germany und Gaspool), in denen 16 Gasfernleitungsunternehmen (Stand: Dezember 2016) operieren. Dabei werden die unterschiedlichen Netzbereiche jeweils einem gasqualitätsübergreifenden Marktgebiet zugeordnet. D. h. in beiden Marktgebieten können H- und L-Gas gehandelt werden, die Gasnetzbetreiber sorgen dafür, dass die vorgegebenen Gasqualitäten in den jeweiligen Netzbereichen eingehalten werden. Etwa 1/3 des Marktes wird ausschließlich mit L-Gas versorgt. Deutschland verfügt über keinen eigenen LNG-Terminal, ist jedoch an die Terminals in Rotterdam, Zeebrügge und Swinemünde angebunden.

In Deutschland werden für die Sicherstellung der Gasversorgung insbesondere folgende Akteure mit entsprechenden Zuständigkeiten unterschieden:

Fernleitungsnetzbetreiber (FNB): betreiben Netze, die Grenz- oder Marktgebietsübergangspunkte aufweisen, die insbes. die Einbindung großer europäischer Importleitungen in das deutsche Fernleitungsnetz gewährleisten, (...) sind verantwortlich für den ordnungsgemäßen Betrieb, die Wartung und erforderlichenfalls den Ausbau eines Netzes (...) [vgl. § 3 Nr. 5 Energiewirtschaftsgesetz – EnWG].

Verteilernetzbetreiber (VNB): nehmen die Aufgabe der Verteilung von Gas wahr, sind verantwortlich für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Verteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen [vgl. § 3 Nr. 7 EnWG], hierunter können z. B. Stadtwerke fallen.

Untergrundspeicherbetreiber (UGSB): nehmen die Aufgabe der Speicherung von Erdgas wahr und sind für den Betrieb einer Speicheranlage verantwortlich [vgl. § 3 Nr. 9 EnWG].

Transportkunde (TK): Großhändler, Gaslieferanten, Letztverbraucher [vgl. § 3 Nr. 31b EnWG].

Marktgebietsverantwortlicher (MGV): natürliche oder juristische Person, die von den FNB bestimmt wurde und in einem Marktgebiet Leistungen erbringt, die zur Verwirklichung einer effizienten Abwicklung des Gasnetzzugangs in einem Marktgebiet (...) zu erbringen sind [vgl. § 2 Nr. 11 Gasnetzzugangsverordnung – GasNZV]. Beschafft Regelenergie zum Ausgleich physischer Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisung. Verfügt über Informationen über die Versorgungssituation des Marktgebietes.

Bilanzkreisverantwortlicher (BKV): natürliche oder juristische Person, die gegenüber dem MGV für die Abwicklung des Bilanzkreises verantwortlich ist [vgl. § 2 Nr. 5 GasNZV]. Nominieren gegenüber FNB und MGV im Auftrag ihrer TK, sind verantwortlich für die Steuerung der Bilanzkreise, sind verpflichtet, die Mengenverfügbarkeit und die Ausgeglichenheit der Bilanzkreise innerhalb des Marktgebietes zu gewährleisten.

Ein- und Ausspeisenetzbetreiber (ENB, ANB): Netzbetreiber, mit dem der Transportkunde einen Ein- bzw. Ausspeisevertrag abschließt [Kooperationsvereinbarung – KOV].

Die Entflechtung der Marktrollen im Sinne der EU-Binnenmarktpakete zur Strom- und Erdgasmarktliberalisierung verlangt von den Marktteilnehmern die unmittelbare Wahrnehmung ihrer jeweiligen marktrollenspezifischen Aufgaben. Entsprechend operieren die Betreiber von Gasversorgungsnetzen (alle FNB, VNB) und Speichern (UGSB) gemäß §§ 6 ff. EnWG heute unabhängig von den anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung und stellen die diskriminierungsfreie Abwicklung des Netz- und Speicherbetriebs sicher. Die Komplexität des Marktgeschehens auf dem deutschen Erdgasmarkt hat dadurch in den letzten Jahren deutlich zugenommen.

Die Rahmenbedingungen für die jeweiligen Tätigkeiten im Markt, einschließlich für den sicheren Betrieb des Gasnetzes, ergeben sich v. a. aus dem EnWG, den einschlägigen Verordnungen und entsprechenden Regelungen der BNetzA sowie den allgemein anerkannten Regeln des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW).

6. Rechtlicher Rahmen für die Wahrnehmung präventiver Aufgaben im Gassektor: Zuständigkeiten und Verantwortlichkeiten

Rechtsgrundlage für die Durchführung der Präventionsplanung in Deutschland ist neben der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 (hier: „SoS-VO“) insbesondere das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).

Herauszuheben sind insbes. folgende Festlegungen:

- a) **Alle Gasversorgungsunternehmen** sind verantwortlich für die Versorgung der Allgemeinheit mit Gas. Die Gasversorgungsunternehmen nehmen diese Aufgaben eigenverantwortlich wahr.
- b) Die **Netzbetreiber** sind verantwortlich für den sicheren Netzbetrieb und den erforderlichen Ausbau.

Die für den Präventionsplan relevanten nationalen Rechtsvorschriften finden sich insbesondere in den Vorschriften der §§ 53a und 54a EnWG, die zur Umsetzung der SoS-VO neu eingefügt worden sind.

6.1 Zuständigkeiten der Gasversorgungsunternehmen

In der SoS-VO spielt insbesondere die sichere Versorgung der „geschützten Kunden“ eine zentrale Rolle. In diesem Sinne geschützte Kunden sind in Deutschland gemäß § 53a EnWG *„Haushaltskunden sowie Fernwärmeanlagen, soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern, an ein Verteilernetz oder ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind und keinen Brennstoffwechsel vornehmen können“*.

Allen in Deutschland operierenden Gasversorgungsunternehmen wurden klar festgelegte **gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen** für die Versorgung der Bevölkerung und der geschützten Kunden im Besonderen auferlegt:

- Gemäß §§ 1 und 2 EnWG haben sie die Aufgabe, eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche **Gasversorgung für die Allgemeinheit** sicherzustellen.
- Gemäß § 15 EnWG müssen die FNB **die Stabilität des Netzes** sicherstellen. Hierzu stehen Ihnen die in § 16 EnWG genannten Instrumente zur Verfügung.
- Gemäß § 53a EnWG sind die Gasversorgungsunternehmen für die **Erfüllung des Versorgungsstandards** gemäß SoS-VO verantwortlich (siehe Kap. 4.2). So haben sie auch im Falle einer teilweisen Unterbrechung der Versorgung mit Erdgas oder im Falle außergewöhnlich hoher Gasnachfrage besonders den Kundenkreis der „geschützten Kunden“ mit Erdgas zu versorgen, „solange die Versorgung aus wirtschaftlichen Gründen zumutbar ist“.

Da Gasversorgung nur im Rahmen sicherer und zuverlässiger Netze möglich ist, kommt den FNB und VNB eine zentrale Rolle zu. Sie haben bei Maßnahmen nach § 16 EnWG die Sicherstellung der Versorgung von Haushaltskunden zu berücksichtigen. Vor allem im Falle der Gefahr von Engpässen in der Gasversorgung muss der Netzbetrieb sowie die Vergabe und Planung von Kapazitäten einschließlich Transitzkapazitäten so durchgeführt werden, dass die Versorgungssicherheit der Haushaltskunden so lange wie möglich gewahrt bleibt.

Die Gasversorgungsunternehmen können für die Erfüllung der Versorgungsverpflichtungen, auf marktbasierende Instrumente in Anhang II der SoS-VO zurückgreifen. Dies umfasst je nach Marktrolle auch Maßnahmen wie Diversifizierung der Gaslieferungen und Gaslieferwege, Infrastrukturinvestitionen sowie Vorhaltung und Nutzung von Gasspeichermengen.

6.2 Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern

Die Netzbetreiber müssen sich in Erfüllung ihrer Versorgungsverpflichtungen eng miteinander abstimmen:

- **Informationsbereitstellung:** Zur Sicherstellung der Gasversorgung sind die FNB / VNB gemäß § 15 Abs. 2 EnWG verpflichtet, jedem anderen Betreiber von Gasversorgungsnetzen, die mit ihrem eigenen Netz verbunden sind, die notwendigen Informationen bereitzustellen. Die Verpflichtung gilt auch für Betreiber von Speicheranlagen.
- **Netzentwicklungsplan (NEP):** Die FNB sind gemäß § 15a EnWG verpflichtet, im zweijährigen Turnus gemeinsam den NEP zu erarbeiten. Darin ermitteln sie gemeinsam den Infrastrukturbedarf für die nächsten zehn Jahre. Die VNB stellen hierfür erforderliche Informationen zur Verfügung. Nach Zustimmung durch die BNetzA ist dieser Plan für die FNB verbindlich (siehe auch Kap. 7.1).

- **Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen** („Reverse Flows“): Die FNB sind zuständig für die Schaffung dauerhafter bidirektionaler Kapazitäten für Lastflüsse in allen grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen gemäß Art. 6 Abs. 5 SoS-VO (siehe auch Kap. 7.2). Hierfür kooperieren sie mit dem angrenzenden FNB.

Die Betreiber von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen haben ihre Zusammenarbeit in Form einer Kooperationsvereinbarung (KOV) geregelt. Die aktualisierte Fassung der KOV IX ist zum 1.10.2016 in Kraft getreten. Sie beinhaltet weiterhin einen Leitfaden „Krisenvorsorge Gas“. Dieser Leitfaden beschreibt insbesondere prozessuale Abläufe und damit verbundene Informationspflichten sowie Kommunikationswege zwischen den Netzbetreibern für eine koordinierte Umsetzung von Maßnahmen nach § 16 und § 16 a EnWG.

6.3 Zuständigkeiten der Behörden

Die Zuständigkeiten der Behörden gemäß der SoS-VO sind in § 54a EnWG festgelegt. Zuständige Behörde für die Sicherstellung der Umsetzung der in der SoS-VO festgelegten Maßnahmen ist das BMWi. Das BMWi ist somit für das Konzept des Präventions- und des Notfallplans verantwortlich und legt im Rahmen dieser Verantwortung und des oben beschriebenen Rechtsrahmens die Aufgaben und Zuständigkeiten der beteiligten Stellen und Personen fest. Das BMWi ist ferner für die Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Art. 6 SoS-VO zuständig.

Der BNetzA wurde in § 54a EnWG die Zuständigkeit für die Erstellung der Risikobewertung sowie für das Verfahren zur Schaffung bidirektionaler Kapazitäten zwischen Mitgliedstaaten übertragen. Die BNetzA führt darüber hinaus die Aufsicht darüber, dass die Unternehmen oder Vereinigungen von Unternehmen ihren Verpflichtungen gemäß EnWG und den aufgrund des EnWG erlassenen Rechtsverordnungen nachkommen. Sie kann erforderlichenfalls gemäß § 65 EnWG Maßnahmen zur Einhaltung der Verpflichtungen anordnen. Die Länder üben im Rahmen ihrer Zuständigkeiten Aufsicht über die technische Sicherheit von Anlagen im Sinne des § 49 EnWG aus.

6.4 Zusammenschau über Zuständigkeiten gemäß SoS-VO

Für die Umsetzung der SoS-VO sind die Gasversorgungsunternehmen und die Behörden gemeinsam verantwortlich; eine Übersicht findet sich in Tabelle 2.

Tabelle 2: Überblick über Zuständigkeiten gemäß SoS-VO

Verpflichtung	Gemäß SoS-VO	Erdgasunternehmen oder verantwortliche Behörde	Gesetzliche Ausgestaltung in Deutschland
Versorgungsstandard	Art. 8 Abs. 1	Gasversorgungsunternehmen	§ 53 a EnWG
Risikoanalyse	Art. 9 Abs. 1	BNetzA	§ 54a EnWG
Infrastrukturstandard	Art. 6 Abs. 1	BMWi	§ 54a EnWG
Lastflüsse in beide Richtungen	Art. 7 Abs. 1	FNB, BNetzA	
Sicherstellung der Umsetzung	Art. 3 Abs. 2	BMWi	§ 54a EnWG

7. Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit

Aus der Risikobewertung geht hervor, dass Deutschland die Anforderungen der in der SoS-VO festgelegten Infrastruktur- und Versorgungsstandards bereits in vollem Umfang erfüllt und zur Versorgung des deutschen Marktes bereits verhältnismäßig viele Einfuhrrouen auch mit der Möglichkeit der Flussumkehrung zur Verfügung stehen („Diversifizierung der Bezugsrouten“). Auch die angrenzenden Märkte können aus Deutschland über verschiedene Wege Gas beziehen. Das bedeutet, dass sowohl für den deutschen als auch für die benachbarten Märkte das Risiko von ernstlichen Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit durch den Ausfall einzelner Importlieferinfrastrukturen begrenzt ist.

Um die Widerstandsfähigkeit gegenüber Versorgungskrisen nicht nur zu erhalten, sondern wo notwendig weiter zu erhöhen und so die Eintrittswahrscheinlichkeit von Versorgungskrisen im Sinne der SoS-VO weiter zu senken, ist eine kontinuierlich enge Zusammenarbeit aller Beteiligten sowie die zeitnahe Umsetzung entsprechender Maßnahmen notwendig. Das betrifft insbesondere den Netzausbau, die Einrichtung zusätzlicher grenzüberschreitender Verbindungsleitungen mit Umkehrflussmöglichkeit, den Ausbau von Speicherkapazitäten, die Zusammenarbeit zwischen dem Strom- und Gassektor sowie die Verbesserung der Datengrundlage. Die zu diesen Themen aufgeführten Maßnahmen sind bereits beschlossen und befinden sich auf dem Wege der Umsetzung. Die erforderliche grenzüberschreitende Abstimmung zwischen deutschen und angrenzenden ausländischen Netzbetreibern über den Umgang mit Engpassituationen wird in Kapitel 8 thematisiert.

Eckpunktepapier Gas

Auf Basis des Ende 2015 veröffentlichten BMWi Eckpunktepapiers „Maßnahmen zur weiteren Stärkung der Erdgasversorgungssicherheit“ (<http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.html>) haben die Marktgebietsverantwortlichen zwei kosteneffiziente Maßnahmen zur Stärkung der deutschen Erdgas-Regelenergiemärkte entwickelt. Für den sehr unwahrscheinlichen Fall, dass die benötigten Regelenergiebedarfe einmal nicht ausreichend über Börsen- oder bilaterale Handelsgeschäfte gedeckt werden können, steht den Netzbetreibern nun ein höheres Volumen an Regelenergievorhalteprodukten zur Verfügung, um Engpässe in ihren Erdgasnetzen zu mindern. Diese Maßnahmen wurden im Dezember 2016 umgesetzt. Zudem wird zum Winter 2016/2017 durch Schaffung eines Demand-Side-Management-Regelenergieprodukts der Markt für diese Vorhaltepro-

dukte auch für solche industrielle Letztverbraucher geöffnet, deren Anschluss nicht nur im Fernleitungsnetz, sondern auch im nachgelagerten Erdgasnetz (Ausspeisernetz) liegt. Eine jährliche Evaluierung der Maßnahmen ist im Rahmen des durch die Marktgebietsverantwortlichen zu erstellenden Regelenenergieberichts vorgesehen und kann für eine weitere Verbesserung der beiden Maßnahmen genutzt werden.

Marktraumumstellung von L- zu H-Gas

Die Umstellung des deutschen L-Gas-Gebiets auf H-Gas ist die größte Herausforderung zur langfristigen Sicherstellung der Gasversorgung in Deutschland. Mögliche Maßnahmen, wie der Einsatz von Flexibilitätsinstrumenten (z. B. Konvertierungsanlagen oder Speichern), die Beschleunigung des Umstellungsprozesses von L- auf H-Gas, die Erhöhung der Attraktivität von physischen L-Gaslieferungen durch Händler (z. B. Erhöhung Konvertierungsentgelt) und des L-Gas-Handels im Allgemeinen etc., reichen selbst bei vollständiger zeitnaher Umsetzung nicht aus, um das vorhandene Risiko umfassend zu bewältigen. Aus diesem Grund tritt die deutsche Bundesregierung gegenüber der niederländischen Regierung dafür ein, dass Entscheidungen in Bezug auf die niederländische Erdgasproduktion die deutsche L-Gas-Versorgungssicherheit nicht negativ berühren dürfen. Um eine sukzessive und reibungslose Umstellung der bisherigen L-Gas-Gebiete auf H-Gas zu gewährleisten, hat die Bundesregierung einen Gesetzesentwurf zur Revision des § 19a EnWG verabschiedet. Die Neufassung des § 19a EnWG sieht Neuregelungen zur Wälzung der anfallenden Kosten, zu Kostenerstattungsansprüchen der Eigentümer von Gasendgeräten, Zutrittsrechte für den Netzbetreiber zur Anpassung der Gasendgeräte und weitere Regelungen vor.

7.1 Nationaler Netzentwicklungsplan Gas (NEP)

Dem bedarfsgerechten und gesamtwirtschaftlich sinnvollen Ausbau der Gasnetzinfrastruktur kommt angesichts der Bedeutung von Erdgas für die Energieversorgung in Deutschland eine wichtige Rolle zu. Gas ist zweitwichtigster Primärenergieträger nach Mineralöl. Im Jahr 2015 betrug sein Anteil am Primärenergieverbrauch (d. h. der Energiemenge, die in einem Land jährlich insgesamt genutzt wird) 21,1 Prozent. Auch für die nächsten Jahrzehnte wird Erdgas einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung in Deutschland leisten.

Verschiedene Netzausbaumaßnahmen sowohl in Deutschland als auch im benachbarten Ausland haben die Versorgungssicherheit im Gastransport vor allem nach der Engpasssituation im Februar 2012 wesentlich verbessert. Die Transportinfrastruktur in Deutschland ist zwecks Diversifizierung dahingehend ausgelegt, dass regelmäßig mehrere unterschiedliche Transportrouten zur Verfügung stehen, über die Gas von einer Bezugsquelle auf den deutschen Markt transportiert werden kann. In diesem Kontext ist beispielhaft die Gasleitung Nord Stream mit ihrem Anlandepunkt Greifswald an der Ostseeküste zu nennen, mit der eine direkte Verbindung zwischen Russland und Deutschland besteht. Zudem hat die Inbetriebnahme einer durch Tschechien führenden Leitung (Gazelle) 2013 die Möglichkeit geschaffen, Gas von der Ostseeküstenanlandung der Nord Stream über die OPAL nach Waidhaus zu transportieren. Zur Steigerung der Versorgungssicherheit in Deutschland tragen insbesondere aber die Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber im deutschen Fernleitungsnetz bei, mit denen unter anderem die Transportkapazitäten an Grenzübergangspunkten erhöht werden.

Durch fortschreitenden Gasnetzausbau wird das Versorgungsrisiko bei wiederholt ungünstigen Wetterlagen in Kombination mit unvorhersehbaren Gasimportschwankungen minimiert.

Für einen koordinierten Netzausbau sorgt der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas), der seit 2012 jährlich und ab 2016 alle zwei Jahre gemeinsam von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellt werden muss (§ 15a EnWG).

Grundsätzlich basiert der NEP auf den Vorgaben eines durch die BNetzA bestätigten Szenariorahmens zu Gasverbrauch, Gewinnung, Import und neuen Infrastrukturprojekten. Kernergebnis der Szenarien ist, dass deutschlandweit insgesamt von einem leichten bis mittleren Rückgang des Gasverbrauchs in den nächsten zehn Jahren auszugehen ist. Die Gasbedarfsentwicklung kann regional jedoch äußerst unterschiedlich verteilt sein. Während in Ostdeutschland von einem massiven Rückgang ausgegangen wird, ergeben sich in Süddeutschland sogar deutliche Zuwächse. Für die anschließende Berechnung des Netzausbaus (Netzmodellierung) sind allerdings die Transportkapazitäten wesentliche Treiber. Hier zeigt sich, dass ein Rückgang des Gasverbrauchs nicht immer auch mit einem Rückgang der benötigten Kapazitäten einhergeht, z. B. aufgrund veränderter Flussrichtungen im Netz oder einer Steigerung des Kapazitätsbedarfs nachgelagerter Netzbetreiber oder Industriekunden.

Die Netzentwicklungspläne und Szenariorahmen der vergangenen Jahre enthalten jeweils verschiedene Modellierungsvarianten mit unterschiedlichen Annahmen der zur Netzberechnung anzusetzenden Kapazitätsprodukte und -höhen für Gaskraftwerke, Speicher, Grenzübergangspunkte und nachgelagerte Netze, die die Grundlage für die Netzausbauplanung und somit für den künftigen Netzausbau darstellen.

Der derzeit verbindliche NEP Gas 2015 enthält zwei Modellierungsvarianten, die sich hinsichtlich des Bedarfs der nachgelagerten Netzbetreiber unterscheiden. Die verbindlichen Netzausbaumaßnahmen des NEP Gas 2015 weisen ein Investitionsvolumen von 3,3 Milliarden Euro aus. Damit gehen bis 2025 ein Leitungsbau mit einer Gesamtlänge von 810 Kilometern und eine Erhöhung der Verdichterleistung um 393 MW einher.

In dem verbindlichen NEP Gas 2015 sind also bis zum Jahr 2025 zahlreiche Ausbaumaßnahmen erforderlich, die maßgeblich aus dem Marktraumumstellungsbedarf aufgrund der sinkenden L-Gas-Produktion in Deutschland und den Niederlanden, der Berücksichtigung eines erhöhten H-Gas-Bedarfs und dem Anschluss neuer Gasspeicher resultieren. Ferner sind einzelne Maßnahmen auf die angestrebte bessere Anbindung an LNG-Terminals, z. B. in Rotterdam, sowie auf den erhöhten Kapazitätsbedarf im Verteilernetz, insbesondere im süddeutschen Raum, zurückzuführen.

In den Netzentwicklungsplänen wird auch immer ein „Versorgungssicherheitsszenario“ modelliert, bei dem Annahmen über die Auswirkungen denkbarer Störungen der Versorgung getroffen werden (§ 15a Abs. 1 EnWG). Seit dem NEP Gas 2013 erfährt in diesem Zusammenhang die anstehende L-/H-Gas-Umstellung tiefergehende Erörterung. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die angedachte Umstellungsplanung mit jedem Jahr konkretisiert und inzwischen einen Ausblick auf den Umstellungsfahrplan bis zum Jahr 2030 aufgezeigt.

Der NEP wird durch die FNB unter enger Einbeziehung aller wichtigen Marktteilnehmer in einem öffentlichen Konsultationsverfahren erarbeitet. Die konkreten Maßnahmen können im NEP Gas 2015 der FNB nachgeschlagen werden (www.netzentwicklungsplan-gas.de).

7.2 Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen und Gasflüsse

Deutschland verfügt über ein weit verzweigtes Fernleitungsnetz von ca. 40.000 Kilometern Länge, das über 29 Grenzübergangspunkte mit den Fernleitungsnetzen benachbarter Staaten verbunden ist (Zählweise der ENTSOG, siehe Abbildung 1).

Im Anhang findet sich eine Auflistung deutscher Grenzübergangspunkte mit den dort jeweils verfügbaren festen Ein- und Ausspeisekapazitäten (Tabelle 4, Stand: Mai 2016). Aus dieser Aufstellung geht hervor, dass zur Versorgung des deutschen Marktes verhältnismäßig viele Einfuhrrouen zur Verfügung stehen („Diversifizierung der Bezugsrouten“) und gleichsam auch die angrenzenden Märkte aus Deutschland über verschiedene Wege Gas beziehen können. Das bedeutet, dass sowohl für den deutschen Markt als auch für die benachbarten Märkte das Risiko von Versorgungsstörungen reduziert wird. Die Leitungen Nord Stream und OPAL wurden Ende 2012 vollständig in Betrieb genommen. Über die OPAL können jährlich bis zu 36,5 Mrd. m³ Erdgas aus der Nord Stream abtransportiert werden (32 Mrd. m³ Transit und 4,5 Mrd. m³ Ausleitung bei Groß Körös nahe Berlin). Damit sichern Nord Stream und OPAL zusammen mit der Transportleitung Gazelle in Tschechien die Liefermengen für den Importpunkt Waidhaus ab und stellen eine Stärkung der Versorgungssicherheitslage insbes. für Deutschland, Frankreich und Tschechien, aber auch für die Slowakei und Österreich und darüber hinaus, dar.

7.2.1 Ausbau physischer Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen

Gemäß Tabelle 4 verfügen von den insgesamt 29 Grenzübergangspunkten derzeit sieben Grenzpunkte über bidirektionale physische Lastflusskapazitäten (ohne Berücksichtigung grenzüberschreitender Gasspeicheranschlüsse). Diese Kapazitäten stehen dauerhaft zur Verfügung, insofern auch in Notfällen. Die Bereitstellung zusätzlicher (Exit-) Kapazitäten durch ausländische FNB nach Maßgaben von Art. 6 Abs. 5 SoS-VO würde die Versorgungssicherheit in Deutschland derzeit nicht wesentlich erhöhen. Investitionen angrenzender ausländischer Netzbetreiber in „Reverse Flow“-Kapazitäten zur Steigerung der deutschen Versorgungssicherheit sind derzeit nicht erforderlich, werden perspektivisch aber unterstützt.

Nachdem im Jahre 2012 bereits eine vollständige Prüfrunde mit allen FNB durchgeführt worden ist, sieht Art. 7 Abs. 6 SoS-VO eine Wiederholung des Prüfverfahrens vor, sofern die (aktualisierte) Risikobewertung zusätzliche Kapazitäten für einen Umkehrfluss identifiziert hat oder ein Ersuchen eines FNB, einer betreffenden Behörde oder der EU-Kommission vorliegt. Weder in der Prüfrunde im Jahr 2014 noch in der aktuellsten Prüfrunde 2016 wurde seitens deutscher oder angrenzender FNB ein Reversierungsbegehren gestellt. Auch aus der aktualisierten Risikobewertung ergeben sich keine direkten Reversierungsanforderungen.

Am 20. Mai 2014 hat der tschechische FNB Net4Gas die BNetzA über ein Schreiben an den deutschen FNB Open Grid Europe unterrichtet, in dem die tschechische Seite OGE auffordert, für die Reversierung (von West nach Ost) des deutsch-tschechischen Grenzübergangspunktes „Waidhaus“ in einen Dialog einzutreten. Die BNetzA fasst dieses Schreiben noch nicht als einen formellen Antrag auf Aufhebung der bestehenden Ausnahmegenehmigung vom Februar 2013 auf. Gleichwohl ist die Reversierung des GÜP Waidhaus als Maßnahme im verbindlichen Netzentwicklungsplan Gas 2015 enthalten.

Bei der TENP-Reversierung (GÜP Wallbach) handelt es sich ebenfalls um eine im verbindlichen Netzentwicklungsplan Gas 2015 bestätigte Maßnahme. Sie umfasst die Süd-Nord-Reversierung der Verdichterstation Hügelsheim sowie die Errichtung einer Deodorierungsanlage nahe der deutsch-schweizerischen Grenze. Die Inbetriebnahme ist bis Ende 2020 geplant.

7.2.2 Grenzüberschreitende Gasflüsse

Grenzüberschreitende Gasflüsse gibt es mit allen Nachbarstaaten, zudem kommen Gaslieferungen aus Russland und Norwegen über Pipelines ohne Transit durch andere Länder. Tabelle 5 im Anhang gibt einen Überblick über grenzüberschreitende Gasflüsse von und nach Deutschland (Daten für 2015). Die angegebenen Daten beziehen sich auf Vertragsmengen.

Abbildung 1: Das deutsche Fernleitungsnetz und seine Einbindung in die europäische Transportinfrastruktur



Quelle: ENTSOG Mai 2016, Das Europäische Erdgasnetz (Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf dem Primärmarkt, Ausschnitt, BMWi)

- | | | | |
|--|--------------------|------------------------------------|---------------------------|
| Virtuelle Handelspunkte | Bilanzzonen | Aquifer | Pipedurchmesser unter 24" |
| Grenzübergangspunkt innerhalb Europas | LNG-Importterminal | Salzkavernen | von 24" bis 36" |
| Grenzübergangspunkt mit Drittstaaten (Im-/ Export) | | erschöpfte Gasfelder on-/ offshore | über 36" |
| | | Gasspeicherprojekte | Projekte |
| | | Gasfeld | |

7.3 Speicher: Status, Ausbau und Zugang

Zentral für die Absicherung der Erdgasversorgung insbesondere bei Lieferengpässen und die Abdeckung von saisonalen Verbrauchsschwankungen ist die ausreichende Verfügbarkeit von Speicherkapazität mit hoher Ausspeicherleistung (Speicherstände abrufbar unter <https://agsi.gie.eu/#/>).

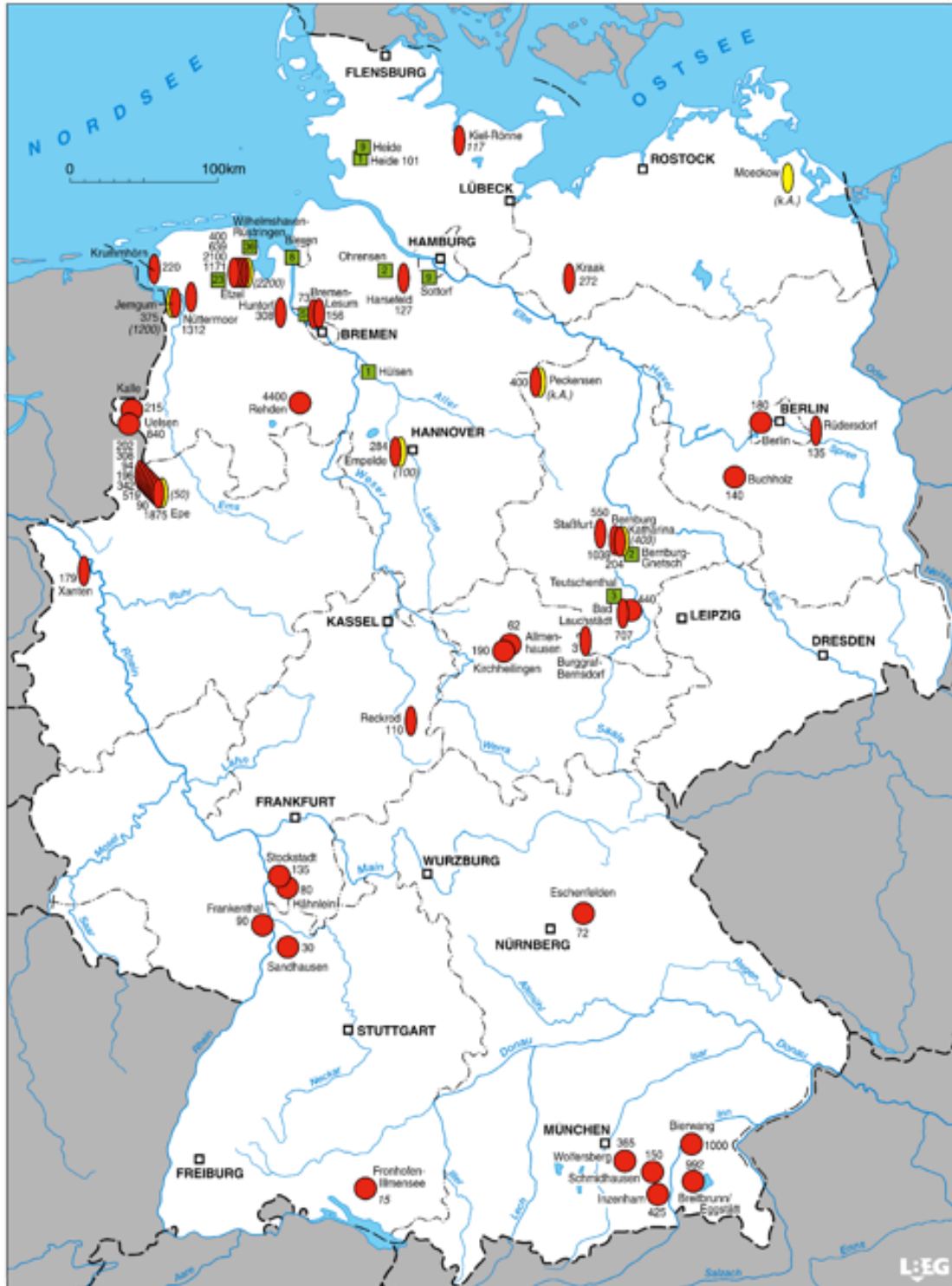
Aktuell werden in Deutschland 280 Untergrundspeicher (UGS), die rund 24,1 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen können (etwa hälftig Kavernen- und Porenspeicher), an 51 Standorten kommerziell betrieben. Ihre räumliche Verteilung erstreckt sich nahezu über Gesamtdeutschland, wobei aufgrund der geologischen Gegebenheiten regionale Schwerpunkte im Nordwesten bestehen (siehe Abbildung 2). Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes wird der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas genutzt (rund 22 Mrd. m³ für H-Gas im Vergleich zu rund 2 Mrd. m³ für L-Gas).

Das derzeit maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen von rund 24,1 Mrd. m³ entspricht mehr als einem Viertel der in Deutschland im Jahr 2015 verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der Europäischen Union sowie weltweit über die viertgrößten unterirdischen Speicherkapazitäten. Erhöhte Ausspeicherungen im Fall von Versorgungsstörungen sind naturgemäß dadurch begrenzt, dass die Ausspeicherleistung proportional zur Abnahme des Speicherfüllstands zurückgeht. Sollten alle geplanten Speicherprojekte tatsächlich realisiert werden, wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von rund 28,3 Mrd. m³ verfügbar sein. Damit könnte Deutschland theoretisch künftig rd. ein Drittel seines jährlichen Gasverbrauches aus Speichern decken. Zusätzlich stehen in Österreich in den grenznah gelegenen UGS Haidach und 7Fields Gasspeichermengen zur Verfügung, die über Pipelines mit dem deutschen Netz direkt verbunden sind.

Der Zugang zu Speicheranlagen in Deutschland unterliegt keinerlei Einschränkungen. Er wird zwischen den Parteien auf vertraglicher Basis geregelt und muss diskriminierungsfrei gewährt werden. Alle Speicherbetreiber sind privatwirtschaftlich organisiert. Es gibt keine strategischen Speicher oder -reserven. Somit stehen deutsche Speicheranlagen auch ausländischen Kunden zur Verfügung.

Entsprechend ihren Verpflichtungen für die Versorgungssicherheit **liegt die Verantwortung für die Nutzung der kommerziellen Speicheranlagen bei den Händlern**, indem sie zur Absicherung der Versorgung ihrer Kunden in den UGS insbes. über die Kälteperiode hinweg und für den Fall unerwarteter Lieferausfälle ausreichende Mengen vorhalten.

Abbildung 2: Standorte der deutschen Untertage-Erdgasspeicher



Erdgas

Porenspeicher

- in Betrieb mit max. Arbeitsgaskapazität nach Endausbau [Mio. m³(V_N)]
- in Planung oder Bau mit voraussichtlicher max. Arbeitsgaskapazität [Mio. m³(V_N)]

Kavernenspeicher

- in Betrieb
- in Planung oder Bau

Rohöl, Mineralölprodukte, Flüssiggas

Kavernenspeicher

- in Betrieb
- Anzahl der Einzelspeicher

Stand: 31.12.2015

7.4 Verbesserung der Datengrundlage

Eine gute aggregierte, aber auch regional differenzierbare Datengrundlage ist Voraussetzung für eine fundierte Lagebewertung der Versorgung mit Gas. Dies gilt nicht nur in Krisensituationen, für die im Notfallplan beschriebene Mechanismen greifen. Sondern es geht vor allem auch darum, die Lage kontinuierlich zu beschreiben und sich abzeichnende mengenbedingte und kapazitative Engpässe frühzeitig zu erkennen, um schnell und effektiv gegenzusteuern. Dies ist zunächst Aufgabe der Gasbranche, die über marktbasierende Instrumente, die im EnWG sowie im Annex der SoS-VO verankert sind, bei Engpässen oder Störungen in eigener Verantwortung präventive Maßnahmen ergreift.

Zur Verbesserung der Datenbasis auf Behördenseite haben die FNB und BNetzA mit Unterstützung des DVGW ein Konzept zur automatisierten Übermittlung und Ablage von Netzdaten erarbeitet („Lastflussdatenprotokollprojekt“). Dabei übermitteln die FNB pro maßgeblichem Netzpunkt stündliche Angaben insbesondere über die maximalen technischen Kapazitäten, Nominierungen und Lastflüsse sowie erfolgte Unterbrechungen an eine Datenplattform des DVGW („IT-basierte Kollektorstelle“). Die Meldungen erfolgen einmal täglich für den bereits abgeschlossenen Gastag. Vor der weiteren Analyse werden die Rohdaten kontinuierlich einer dezidierten Plausibilisierung durch die BNetzA unterworfen.

Mit Hilfe dieses abgestimmten und etablierten Prozesses kann die BNetzA auch die Verpflichtung des BMWi zum Informationsaustausch mit der EU-Kommission während eines Notfalles nach Art. 13 Abs. 3 lit. a) i. V. m. Art. 13 Abs. 2 lit. b) SoS-VO unterstützen, sofern die FNB ihrerseits der Datenübermittlung an den DVGW nachgekommen sind und der BNetzA der Zugriff auf deren Server technisch möglich ist. Zwar funktioniert dieser Weg der Datenübermittlung bisher technisch weitgehend reibungslos, es muss jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass weder die BNetzA noch der DVGW eine Garantie der Datenbereitstellung während eines Notfalles abgeben können.

Darüber hinaus können anhand der Nominierungswerte der Transportkunden beim FNB täglich Prognosen zur Kapazitätsnachfrage übermittelt werden, die von der EU-Kommission bei der Betrachtung des Erdgasangebots sowie der Erdgasnachfrage gemäß Art. 13 Abs. 2 lit. a) SoS-VO miteinbezogen werden können.

Auf Verlangen des BMWi werden die ausgewerteten Daten zeitnah von der BNetzA an das BMWi weitergeleitet.

7.5 Integrierte Regelung für die Strom- und Erdgasversorgung

Wie bereits in Kapitel 4 ausgeführt, zeigte der im Juni 2014 abgeschlossene Risikobericht der BNetzA über die Versorgungslage mit Gas in Deutschland auf, dass es notwendig ist, die Versorgungssicherheit im Gas- und Elektrizitätssektor integriert zu betrachten. So können in einer Engpasssituation im Gasnetz Unterbrechungen der Versorgung von Gaskraftwerken die Sicherheit und Stabilität der Elektrizitätsnetze gefährden. Eine solche zuvor unbekannte Fallkonstellation ist während der angespannten Versorgungssituation im Februar 2012 besonders deutlich geworden. So fiel die außergewöhnlich hohe Nachfrage nach Erdgas mit einer drohenden Stromnetzinstabilität zusammen. Daher mussten Gaskraftwerke, die über keine festen, sondern unterbrechbare Kapazitäten verfügten, zeitweise vorbeugend vom Gasnetz genommen werden.

Das „**Dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften**“, beinhaltet Regelungen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit und stellt eine integrierte Betrachtung der Gas- und Stromnetze sicher.

Für die Versorgungssicherheit ist vor allem der § 16 Absatz 2a EnWG in Verbindung mit § 13f EnWG von Bedeutung. Dieser sieht im Kern vor, dass der Betreiber des Stromübertragungsnetzes im Falle eines Versorgungsengpasses im Strom- und Gasbereich eine Güterabwägung der möglichen Schäden und weiteren Folgen bei evtl. erforderlichen Notfallmaßnahmen in beiden Bereichen trifft und auf dieser Grundlage die Gasversorgung von „systemrelevanten“ Gaskraftwerken anordnen kann. Die Ausweisung eines Gaskraftwerkes mit einer Nennleistung ab 50 Megawatt als „systemrelevant“ (für eine maximale Dauer von jeweils 24 Monaten) erfolgt dabei durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und muss von der BNetzA gebilligt werden (vgl. § 13c Abs. 1 EnWG). Diese Regelung bedeutet keine Gleichstellung der systemrelevanten Gaskraftwerke mit den „geschützten Kunden“ im Sinne des Art. 2 der VO (EU) Nr. 994/2010.

Die Betreiber systemrelevanter Gaskraftwerke sind darüber hinaus nach § 13a Abs. 1 EnWG verpflichtet, die Anpassung der Wirkleistungs- und Blindleistungseinspeisung oder den Wirkleistungsbezug auf Anforderung durch die Betreiber

von Übertragungsnetzen sicherzustellen. Dies setzt die Betriebsbereitschaft des Kraftwerks voraus. Hierzu kann der Betreiber des Gaskraftwerks die erforderliche Leistung über vorhandene Möglichkeiten für den Brennstoffwechsel absichern, wenn dies technisch und rechtlich möglich sowie wirtschaftlich zumutbar ist (so auch ausdrücklich § 13f Abs. 2 Satz 1 EnWG). Alternativ kann der Übertragungsnetzbetreiber den Betreiber des Gaskraftwerks zwecks Herstellung der Betriebsbereitschaft im Sinne des § 13a Abs. 1 EnWG verpflichten, feste Kapazitäten im Gasversorgungsnetz im erforderlichen Umfang zu buchen. Sollten die relevanten Betreiber der Gasversorgungsnetze aktuell keine festen Kapazitäten anbieten können, so müssen sie alle technisch möglichen und wirtschaftlich zumutbaren Maßnahmen ergreifen, um diese festen Kapazitäten schnellstmöglich anbieten zu können.

Damit Netzbetreiber die Versorgungssicherheit in ihren Netzen gewährleisten und zugleich im Sinne einer preisgünstigen Energieversorgung (§ 1 EnWG) die Netznutzungsentgelte möglichst niedrig halten können, gestattet § 14b EnWG das Angebot abschaltbarer Gasnetzanschlussverträge in Verteilernetzen. Diese ermöglichen den Verteilernetzbetreibern, die Entnahme von Gas aus dem Netz zeitweise zu unterbrechen oder zu reduzieren, um Engpässe aus dem vorgelagerten Fernleitungsnetz zu kompensieren. Dadurch sollen die Handlungsspielräume für Anpassungen von Gasein- und Gasausspeisungen auf marktbasierter Grundlage bei Versorgungsengpässen ausgeweitet werden. Um wirtschaftliche Anreize für Letztverbraucher zu schaffen, solche Verträge auch abzuschließen, berechnen Betreiber von Gasverteilernetzen gemäß dem neuen § 14b EnWG als Gegenleistung ein reduziertes Netzentgelt, wenn im Rahmen einer vertraglichen Vereinbarung zwischen Netzbetreiber und Letztverbraucher zum Zwecke der Netzentlastung die Unterbrechbarkeit der Nutzung von Gasanschlüssen vereinbart wird. Diese unterbrechbaren Verträge können demnach für beide Vertragspartner vorteilhaft sein und ermöglichen den Netzbetreibern, die Versorgungssicherheit bereits präventiv durch entsprechende flexible Vertragsgestaltung zu verbessern.

Neben den oben aufgeführten Maßnahmen, die im EnWG rechtlich verankert sind, haben sich verschiedene Arbeitsgruppen in der Gaswirtschaft zum Ziel gesetzt, insbesondere eindeutige Regelungen für die Kommunikation der Netzbetreiber untereinander und übergreifend für die Bereiche Strom und Gas festzulegen. Auf Bundesebene haben alle deutschen Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber (FNB und ÜNB) ein gemeinsames Konzept für Kommunikations- und Entscheidungsprozesse entwickelt und umgesetzt, mit dem frühzeitig auf mögliche Transportengpässe im Strom- und Gasbereich reagiert werden kann. Im wöchentlichen Turnus erstellen die ÜNB eine Prognose über den wahrscheinlichen Bedarf an systemrelevanten Gaskraftwerken für die Folgewoche. Diese Prognose wird an die FNB übermittelt, welche überprüfen, ob sie die benötigten systemrelevanten Gaskraftwerke, die nicht über feste Kapazitäten verfügen, mit Gas versorgen können. Mit diesen Maßnahmen reagiert die Wirtschaft insbesondere auf die Erfahrungen der angespannten Transportsituation in den Erdgasnetzen im Februar 2012.

Deutschlandweit sind derzeit zwar grundsätzlich ausreichend Stromerzeugungskapazitäten vorhanden, durch die bestehenden Netzengpässe können diese Erzeugungskapazitäten jedoch derzeit insbesondere für die Versorgung in Süddeutschland nicht in vollem Umfang genutzt werden, da der Netzausbau im Stromsektor diese Situation erst in einigen Jahren strukturell verbessern wird.

8. Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten

Das BMWi ist zentraler Ansprechpartner für europäische Partnerstaaten und die EU-KOM und stellt im Rahmen der Konsultationen den Informationsfluss dorthin sicher. Krisenprävention ist grundsätzlich eine nationale Aufgabe, im Rahmen der Konsultationen werden grenzüberschreitende Fragestellungen berücksichtigt. Hervorzuheben ist in diesem Kontext das bewährte Pentalaterale Forum, in dem sich Regierungsvertreter Belgiens, Frankreichs, Luxemburgs, der Niederlande und Deutschlands – unterstützt durch Vertreter der Regulierungsbehörden und Unternehmensvertreter – regelmäßig zu wichtigen Fragen der Erdgasversorgung austauschen.

Um im Krisenfall grenzüberschreitend Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in benachbarten Mitgliedstaaten durchführen zu können, ist im Vorfeld eine grenzüberschreitende Abstimmung zwischen beteiligten deutschen und benachbarten ausländischen FNB an den jeweiligen internationalen Netzkopplungspunkten (d. h. GÜP) zwingend notwendig, falls erforderlich ggf. mit Unterstützung der zuständigen Behörden. Ein gemeinsames Verständnis über den Umgang mit Krisenstufen und daraus resultierenden Maßnahmen sollte insbesondere sichergestellt werden, um im Engpassfall, insbesondere bei beidseitigen Mangellagen, Krisenmanagement im Sinne der SoS-VO durchführen und die Maßnahmenlast gleichmäßig (d. h. diskriminierungsfrei) verteilen zu können. Die FNB involvieren ferner grenzüberschreitend benachbarte Netzbetreiber im Rahmen der Konsultationen zum Netzentwicklungsplan in ihre Überlegungen zum Ausbau der Infrastruktur.

Bei der Aktualisierung dieses Präventionsplans wurden die zuständigen Behörden aller benachbarten EU-Staaten, Italiens, Schwedens, der Slowakei sowie der Schweiz konsultiert.

9. Abkürzungsverzeichnis

ANB	Ausspeisenetzbetreiber
BDEW	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e. V.
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V.
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches
EFET	EFET Deutschland – Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e. V.
ENB	Einspeisenetzbetreiber
ENTSOE	Europäischer Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG)
EU-KOM	EU-Kommission
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh/d	Gigawattstunden pro Tag
IP	Grenzübergangspunkt (engl.: Cross-border interconnection Point)
INES	Initiative Erdgasspeicher e. V.
KOV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
kWh	Kilowattstunde
m ³ /d	Kubikmeter pro Tag
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MW	Megawatt
NCG	NetConnect Germany (eines der beiden Marktgebiete)
NEP	Netzentwicklungsplan
Reverse Flows	Kapazitäten für Lastflüsse in beide Richtungen
SoS-VO	Verordnung (EU) Nr. 994/2010 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates
TK	Transportkunde
TWh	Terawattstunde
UGSB	Untergroundspeicherbetreiber
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber Strom
ÜTS	Übertagespeicher
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
VNB	Verteilernetzbetreiber
vzbv	Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.

Tabelle 3: Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen (gemäß Karte von ENTSOG in Abbildung 1)

ENTSOG Nr.	1) Name Grenzübergangspunkt	2) Fernleitungs-netzbetreiber 1	Länder-schlüssel	3) Fernleitungs-netzbetreiber 2	Länder-schlüssel	4) Technische Physische Kapazität GWh/d (Juni 2016)	5) angebotene unterbrechbare Gegenstromkapazität Ja/Nein (Wenn der GÜP physisch bidirektional ausgelegt ist, ist bidirektional „B“ anzugeben)*		Brennwert	
							TSO 1	TSO 2	Min.	Max.
6	Eynatten 1 (BE) // Lichtenbusch / Raeren (DE)	Fluxys Belgium	BE	GASCADE Gastransport	DE	129,5	B	B	11,630	11,630
		GASCADE Gastransport	DE	Fluxys Belgium	BE		173,9	B	B	11,630
	Eynatten 2 (BE) // Lichtenbusch / Raeren (DE)	Fluxys Belgium	BE	Open Grid Europe	DE	183,6	B	B	11,630	11,630
			BE	Thyssengas	DE		B	Y	10,600	11,700
			BE	Fluxys TENP	DE		B	B	11,200	11,630
		Open Grid Europe	DE	Fluxys Belgium	BE	178,3	B	B	11,630	11,630
		Thyssengas	DE	Fluxys Belgium	BE		Y	B	10,600	11,700
Fluxys TENP	DE	Fluxys Belgium	BE	B	B	11,200	11,630			
8	Remich	Open Grid Europe	DE	Creos Luxembourg	LU	38,7	Y	N	11,300	11,630
11	Bocholtz	GTS	NL	Open Grid Europe	DE	443,7	Y	Y	10,900	12,300
			NL	Fluxys TENP	DE		Y	Y	10,900	12,300
	Bocholtz-Vetschau	GTS	NL	Thyssengas	DE	24,0	Y	Y	10,600	12,500
12	Zevenaar	GTS	NL	Open Grid Europe	DE	463,5	Y	Y	8,900	10,800
				Thyssengas	DE		Y	Y	8,900	10,800
13	Winterswijk	GTS	NL	Open Grid Europe	DE	178,6	Y	Y	8,900	10,800

14	Vliegghuis	GTS	NL	RWE	DE	35,0	Y	-	10,800	12,500
	Vliegghuis (NL) / Kalle (DE) (RWE)	RWE Dea Speicher	DE	GTS	NL	4,7	-	B		
		GTS	NL	RWE Dea Speicher	DE	7,3	B	-		
15	Epe (DE) (Eneco) / Enschede (NL) <i>Interconnection points between German storages and GTS. The capacities indicated do not allow to enter the German transmission systems.</i>	Eneco	DE	GTS	NL	93,8	-	B		
		GTS	NL	Eneco	DE	46,9	B	-		
	Epe (DE) (Essent) / Enschede (NL) <i>Interconnection points between German storages and GTS. The capacities indicated do not allow to enter the German transmission systems.</i>	Essent	DE	GTS	NL	93,8	-	B		
		GTS	NL	Essent	DE	46,9	B	-		
	Epe (DE) (Nuon) / Enschede (NL) <i>Interconnection points between German storages and GTS. The capacities indicated do not allow to enter the German transmission systems.</i>	Nuon	DE	GTS	NL	117,2	-	B		
		GTS	NL	Nuon	DE	84,4	B	-		
16	Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) (GASCADE) <i>GTS entries at Emden EPT and Bunde/OSZ (OGE, GUD-H, GASCADE) are limited by a cluster capacity of 1.517,9 GWh/d, GTS exits at Bunde/OSZ (OGE, GUD-H, GASCADE) are limited to 179,0 GWh/d.</i>	GASCADE Gastransport	DE	GTS	NL	298,1	B	Y	10,800	12,200
		Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) (GUD) <i>GTS entries at Emden EPT and Bunde/OSZ (OGE, GUD-H, GASCADE) are limited by a cluster capacity of 1.517,9 GWh/d, GTS exits at Bunde/OSZ (OGE, GUD-H, GASCADE) are limited to 179,0 GWh/d.</i>	Gasunie Deutschland	DE	GTS	NL	35,8	B	B	10,800
	GTS		NL	Gasunie Deutschland	DE	64,3	B	B	10,800	12,200
	Bunde (DE) / Oude Statenzijl (H) (NL) I (OGE) <i>GTS entries at Emden EPT and Bunde/OSZ (OGE, GUD-H, GASCADE) are limited by a cluster capacity of 1.517,9 GWh/d, GTS exits at Bunde/OSZ (OGE, GUD-H, GASCADE) are limited to 179,0 GWh/d.</i>	Open Grid Europe	DE	GTS	NL	162,2	B	B	11,000	12,200
		GTS	NL	Open Grid Europe	DE	71,5	B	B	10,800	12,200
	Bunde (DE) / Oude Statenzijl (L) (NL) (GTG Nord)	GTS	NL	Gastransport Nord	DE	76,2	Y	Y	8,900	10,800
	Bunde (DE) / Oude Statenzijl (L) (NL) (GUD)	GTS	NL	Gasunie Deutschland	DE	192,4	Y	Y	8,900	10,800

	Etzel (DE) (Crystal) / Oude Statenzijl (NL) <i>Interconnection points between German storages and GTS. The capacities indicated do not allow to enter the German transmission systems.</i>	Crystal	DE	GTS	NL	82,3	-	B			
		GTS	NL	Crystal	DE	49,3	B	-			
	Etzel (DE) (EKB) / Oude Statenzijl Etzel (NL) <i>Interconnection points between German storages and GTS. The capacities indicated do not allow to enter the German transmission systems.</i>	EKB	DE	GTS	NL	94,8	-	B			
		GTS	NL	EKB	DE	53,7	B	-			
	Etzel (DE) (OMV) Freya / Oude Statenzijl Etzel <i>Interconnection points between German storages and GTS. The capacities indicated do not allow to enter the German transmission systems.</i>	OMV	DE	GTS	NL	71,8	-	B			
		GTS	NL	OMV	DE	56,7	B	-			
	Nüttermoor (DE) (EWE) H / Oude Statenzijl (H) (NL) <i>Interconnection points between German storages and GTS. The capacities indicated do not allow to enter the German transmission systems.</i>	EWE Gasspeicher	DE	GTS	NL	29,8	-	B	11,000	12,200	
		GTS	NL	EWE Gasspeicher	DE	36,5	B	-	11,000	12,200	
	Nüttermoor (DE) (EWE) Renato / Oude Statenzijl (NL) <i>Interconnection points between German storages and GTS. The capacities indicated do not allow to enter the German transmission systems.</i>	Uniper	DE	GTS	NL	45,8	-	B	11,000	12,200	
		GTS	NL	Uniper	DE	40,5	B	-	11,000	12,200	
	21	Oberkappel	Open Grid Europe	DE	Gas Connect Austria	AT	199,4	B	B		
			GRTgaz Deutschland	DE	Gas Connect Austria	AT		B	B	11,200	11,200
Gas Connect Austria			AT	Open Grid Europe	DE	159,9	B	B			
				GRTgaz Deutschland	DE		B	B	11,200	11,200	
22	Obergailbach (FR) / Medelsheim (DE)	Open Grid Europe	DE	GRTgaz	FR	577,1	Y	Y	11,200	11,200	
		GRTgaz Deutschland	DE	GRTgaz	FR		Y	Y	11,200	11,200	
23	Überackern ABG (AT) / Überackern (DE)	Gas Connect Austria	AT	bayernets	DE	54,3	Y	Y	11,250	11,290	
				Open Grid Europe	DE		Y	Y			
	Überackern SUDAL (AT) / Überackern 2 (DE)	Gas Connect Austria	AT	bayernets	DE	174,6	B	B	11,190	11,290	
		bayernets	DE	Gas Connect Austria	AT	113,6	B	B	11,190	11,290	

28	Wallbach	Fluxys TENP	DE	FluxSwiss	CH	562,9	Y	Y	11,200	11,359
				Swissgas	CH		Y	N	11,200	11,200
		Open Grid Europe	DE	FluxSwiss	CH		Y	Y	11,359	11,359
				Swissgas	CH		Y	N		
36	Ellund	Open Grid Europe	DE	Energinet.dk	DK	101,2	B	B	11,200	11,200
		Gasunie Deutschland	DE	Energinet.dk	DK		B	B	11,200	11,200
		Energinet.dk	DK	Open Grid Europe	DE	91,0	B	B	12,150	12,150
				Gasunie Deutschland	DE		B	B	12,150	12,150
38	Mallnow	GASCADE Gastransport	DE	GAZ-SYSTEM (ISO)	PL	164,9	B	B	11,070	11,080
		GAZ-SYSTEM (ISO)	PL	GASCADE Gastransport	DE	931,0	B	B	11,070	11,080
39	Lasów	ONTRAS	DE	GAZ-SYSTEM	PL	48,2	Y	Y	11,150	11,150
40	Brandov STEGAL (CZ) / Stegal (DE)	NET4GAS	CZ	GASCADE Gastransport	DE	0,0	N	N	11,190	11,200
	Olbernhau (DE) / Hora Svaté Kateřiny (CZ)	GASCADE Gastransport	DE	NET4GAS	CZ	314,0	N	N	11,100	11,200
41	Hora Svaté Kateřiny (CZ) / Deutschneudorf (Sayda) (DE)	NET4GAS	CZ	ONTRAS	DE	197,5	B	B	11,100	11,230
		ONTRAS	DE	NET4GAS	CZ	135,3	B	B	11,100	11,230
42	Brandov-OPAL (DE)	OPAL Gastransport	DE	NET4GAS	CZ	951,9	Y	Y	11,200	11,230
		LBTG	DE	NET4GAS	CZ		N	Y	11,200	11,230
		OPAL Gastransport	DE	NET4GAS	CZ	Y	Y	11,200	11,230	
		NET4GAS	CZ			1.154,9	Y	-	11,200	11,230
43	Waidhaus <i>No firm capacity is offered to exit from DE side, on CZ side an entry capacity of 450 GWh/d is available.</i>	NET4GAS	CZ	Open Grid Europe	DE	906,9	B	Y	11,190	11,230
				GRTgaz Deutschland	DE		B	Y	11,190	11,230

62	Haidach (AT) / Haidach USP (DE)	bayernets	DE	astora	AT	264,0	B	-	11,250	11,290
				GSA LLC	AT		B	-	11,250	11,290
		astora	AT	bayernets	DE	9,8	-	B	11,250	11,290
		GSA LLC	AT	bayernets	DE		-	B	11,250	11,290
63	Haanrade	GTS	NL	Thyssengas	DE	2,4	Y	Y	9,500	10,700
69	VIP Kiefersfelden-Pfronten	bayernets	DE			23,2	N	-	11,250	11,310
74	Jemgum (DE) (astora) / Oude Statenzijl (NL)	astora	DE	GTS	NL	203,4	-	B		
		GTS	NL	astora	DE	138,5	B	-		
	Jemgum (DE) (EWE) / Oude Statenzijl (NL)	EWE Gasspeicher	DE	GTS	NL	203,4	-	B		
		GTS	NL	EWE Gasspeicher	DE	138,5	B	-		
77	RC Basel	terrane nets bw	DE	GVM	CH	8,8	N	-	11,190	11,190
78	RC Lindau	terrane nets bw	DE	Vorarlberger Erdgas	AT	26,2	N	-	11,190	11,190
79	RC Thayngen-Fallentor	terrane nets bw	DE	Erdgas Ostschweiz	CH	13,1	N	-	11,190	11,190
201	Dornum	Gassco	NO	Gasunie Deutschland	DE	722,4	N	Y		
			NO	jordgas Transport	DE		N	Y	11,500	11,500
			NO	Open Grid Europe	DE		N	Y		
202	Emden (EPT1) GTS entries at Emden EPT and Bunde/OSZ (OGE, GUD-H, GASCADE) are limited by a cluster capacity of 1.517,9 GWh/d.	Gassco	NO	Open Grid Europe	DE	988,9	N	Y		
			NO	Gasunie Deutschland	DE		N	Y		
			NO	Thyssengas	DE		N	Y	11,170	12,800

224	Greifswald <i>Since 1st of October 2015, the TSO GOAL has been merged into Gasunie Deutschland.</i>	Nord Stream	RU	LBTG	DE	1.742,0	Y	N		
			RU	OPAL Gastransport	DE		Y	N		
			RU	LBTG	DE		Y	N		
			RU	OPAL Gastransport	DE		Y	N		
			RU	Fluxys Deutschland	DE		Y	N	11,200	11,200
			RU	Gasunie Deutschland	DE		Y	N		
			RU	GOAL	DE		Y	-		
			RU	NEL Gastransport	DE		Y	N		

- 1) Name Crossborder IP
- 2) System Operator 1
- 3) System Operator 2
- 4) Technical physical capacity
- 5) Virtual backhaul offered yes/No (If IP physically bi-directional state bi-directional)

* Teilweise grenzüberschreitend unterschiedliche Angaben in Spalte 5)

Quelle: ENTSOG

Tabelle 4: Grenzüberschreitende Lastflüsse (2015)

Terajoule						
	Einfuhr gesamt	Niederlande	Norwegen	Russland	Sonstige Länder	Ausfuhr
Januar	321.467	102.504	111.712	96.206	11.045	89.084
Februar	326.126	120.268	113.550	87.046	5.262	90.274
März	374.371	96.259	123.146	141.754	13.212	92.440
April	330.108	106.314	91.896	123.826	8.072	120.221
Mai	364.122	94.752	120.750	139.380	9.240	124.651
Juni	337.235	78.856	131.027	117.601	9.751	104.549
Juli	368.687	96.383	123.875	139.359	9.070	108.793
August	348.797	94.838	123.659	115.651	14.649	116.176
September	335.392	103.041	114.108	108.664	9.579	112.883
Oktober	395.318	112.440	146.007	131.576	5.295	97.740
November	384.185	110.880	126.713	140.900	5.692	87.719
Dezember	397.552	119.340	133.105	139.561	5.546	80.531
Jahr	4.283.360	1.235.875	1.459.548	1.481.524	106.413	1.225.061

MWh						
	Einfuhr gesamt	Niederlande	Norwegen	Russland	Sonstige Länder	Ausfuhr
Januar	89.296.389	28.473.333	31.031.111	26.723.889	3.068.056	24.745.556
Februar	90.590.556	33.407.778	31.541.667	24.179.444	1.461.667	25.076.111
März	103.991.944	26.738.611	34.207.222	39.376.111	3.670.000	25.677.778
April	91.696.667	29.531.667	25.526.667	34.396.111	2.242.222	33.394.722
Mai	101.145.000	26.320.000	33.541.667	38.716.667	2.566.667	34.625.278
Juni	93.676.389	21.904.444	36.396.389	32.666.944	2.708.611	29.041.389
Juli	102.413.056	26.773.056	34.409.722	38.710.833	2.519.444	30.220.278
August	96.888.056	26.343.889	34.349.722	32.125.278	4.069.167	32.271.111
September	93.164.444	28.622.500	31.696.667	30.184.444	2.660.833	31.356.389
Oktober	109.810.556	31.233.333	40.557.500	36.548.889	1.470.833	27.150.000
November	106.718.056	30.800.000	35.198.056	39.138.889	1.581.111	24.366.389
Dezember	110.431.111	33.150.000	36.973.611	38.766.944	1.540.556	22.369.722
Jahr	1.189.822.222	343.298.611	405.430.000	411.534.444	29.559.167	340.294.722

Quelle: Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Monatsberichte über die Gasversorgung

