



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Präventionsplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland

gemäß Art. 8 der

VERORDNUNG (EU) Nr. 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

Juni 2019

Inhalt

Hintergrund	4
Ablauf für die Erstellung des Präventionsplans	5
Inhalt des Präventionsplans	5
Konzeption	6
1. Beschreibung des nationalen Gasnetzes Deutschlands	7
1.1 Erdgas im Energiemix	7
1.2 Beschreibung der Funktionsweise des Gasnetzes	8
1.2.1 Beschreibung der Funktionsweise des H-Gas-Gebiets	9
1.2.2 Beschreibung der Funktionsweise des L-Gas-Gebiets	9
1.3 Speicher	11
1.4 Deutsche Erdgasförderung	13
1.5 Beschreibung der Rolle von Gas bei der Stromerzeugung	14
1.6 Beschreibung der Rolle von Energieeffizienzmaßnahmen und ihres Einflusses auf den jährlichen Gasendverbrauch	15
2. Zusammenfassung der nationalen Risikobewertung nach Art. 7 SoS-VO	17
3. Infrastrukturstandard	19
3.1 N – 1-Formel	19
3.2 Bidirektionale Kapazitäten	21
4. Einhaltung des Versorgungsstandards	23
4.1 Geschützte Kunden	23
4.2 Gasmengen und Kapazitäten	23
4.2.1 Vorgaben gemäß Art. 6 Absatz 1 Unterabsatz 1 SoS-VO	23
4.2.2 Berechnung für Deutschland	23
4.3 Maßnahmen zur Einhaltung des Versorgungsstandards	25

5. Präventionsmaßnahmen	27
5.1 Präventionsmaßnahmen der Risiken	27
5.1.1 Marktraumumstellung von L- zu H-Gas	27
5.1.2 Reversierung der TENP	28
5.2 Andere Präventionsmaßnahmen	28
5.2.1 Nationaler Netzentwicklungsplan Gas (NEP)	28
5.2.2 Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen und Gasflüsse	30
5.2.3 Länderübergreifende Krisenmanagementübung/Exercise (LÜKEX)	32
5.2.4 Verbesserung der Datengrundlage und -transparenz	33
5.2.5 Integrierte Regelung für die Strom- und Erdgasversorgung	33
6. Sonstige Maßnahmen und Verpflichtungen	35
6.1 Zuständigkeiten der Gasversorgungsunternehmen	35
6.2 Zusammenarbeit zwischen den Netzbetreibern	35
6.3 Zuständigkeiten der Behörden	36
6.4 Zusammenschau über Zuständigkeiten gemäß SoS-VO	36
7. Infrastrukturprojekte	37
8. Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit	40
9. Konsultation der Interessenträger	41
10. Regionale Dimension	42
10.1 Summary of the Risk Assessment of the Baltic Sea Risk Group	42
10.2 Calculation of the infrastructure standard for the risk group Baltic sea	43
10.3 Cooperation between Member States	44
10.4 Preventive measures	45
11. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	46

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. 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 (im Weiteren: 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. 8 der SoS-VO:

„Die zuständige Behörde jedes Mitgliedstaats erstellt, nachdem sie die Erdgasunternehmen, die einschlägigen Organisationen, die die Interessen von Haushaltskunden bzw. gewerblichen Gaskunden einschließlich Stromerzeugern vertreten, die Stromübertragungsnetzbetreiber und die nationale Regulierungsbehörde, sofern sie nicht mit der zuständigen Behörde identisch ist, konsultiert hat,

- a) gemäß Artikel 9 einen Präventionsplan mit den erforderlichen Maßnahmen, um die Risiken – einschließlich der Auswirkungen von Energieeffizienzmaßnahmen und nachfrageseitigen Maßnahmen –, die in den gemeinsamen und einzelstaatlichen Risikobewertungen festgestellt wurden, zu beseitigen oder zu mindern,*
- b) einen Notfallplan gemäß Artikel 10 mit den Maßnahmen zur Beseitigung oder Eindämmung der Folgen einer Störung der Erdgasversorgung.“*

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.

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 Mitgliedstaaten der Risikogruppen nach § 7 Absatz 2 der SoS-VO.

Inhalt des Präventionsplans

Anforderungen gemäß Art. 9 SoS-VO:

Die Anforderungen an den Inhalt des Präventionsplans definiert Art. 9 SoS-VO. Entsprechend müssen die Präventionspläne folgenden Kriterien genügen:

Sie enthalten:

- a) *die Ergebnisse der Risikobewertung und eine Zusammenfassung der in Betracht gezogenen Szenarien gemäß Artikel 7 Absatz 4 Buchstabe c;*
- b) *die Definition des geschützten Kunden (...);*
- c) *die erforderlichen Maßnahmen, Mengen, Kapazitäten zur Erfüllung der Infrastruktur- und Gasversorgungsstandards gemäß den Artikeln 5 und 6, und gegebenenfalls das Maß, bis zu dem nachfrageseitige Maßnahmen eine Gasversorgungsstörung im Sinne von Artikel 5 Absatz 2 ausreichend und rechtzeitig ausgleichen können (...);*
- d) *die Verpflichtungen, die Erdgasunternehmen, gegebenenfalls Stromversorgungsunternehmen und anderen einschlägigen Stellen auferlegt wurden und die voraussichtlich Auswirkungen auf die Sicherheit der Gasversorgung haben, z. B. Verpflichtungen für den sicheren Betrieb des Gasnetzes;*
- e) *andere Präventivmaßnahmen zur Bewältigung der in der Risikobewertung festgestellten Risiken, zum Beispiel, soweit angezeigt, Maßnahmen im Zusammenhang mit der Notwendigkeit, die Verbindungsleitungen zwischen benachbarten Mitgliedstaaten zu verbessern, die Energieeffizienz weiter zu erhöhen und die Gasnachfrage zu senken, die Möglichkeit, Gasversorgungswege und -bezugsquellen zu diversifizieren, und die regionale Nutzung bestehender Speicher- und Liquid Natural Gas(verflüssigtes Erdgas = LNG)-Kapazitäten, um die Gasversorgung für alle Kunden so weit wie möglich aufrechtzuerhalten;*

- f) Angaben zu den wirtschaftlichen Auswirkungen, zur Wirksamkeit und zur Effizienz der in dem Plan enthaltenen Maßnahmen, einschließlich der Verpflichtungen gemäß Buchstabe k;*
- g) eine Beschreibung der Auswirkungen der in dem Plan enthaltenen Maßnahmen auf das Funktionieren des Energiebinnenmarktes und nationaler Märkte, einschließlich der Verpflichtungen gemäß Buchstabe k;*
- h) eine Beschreibung der Auswirkungen der Maßnahmen auf die Umwelt und auf die Kunden;*
- i) die Mechanismen der Zusammenarbeit mit anderen Mitgliedstaaten, einschließlich der Verfahren für die Ausarbeitung und die Anwendung der Präventionspläne und der Notfallpläne;*
- j) Informationen über bestehende und zukünftige Verbindungsleitungen und Infrastrukturen, einschließlich derer, die Zugang zum Binnenmarkt gewähren, über grenzüberschreitende Gasflüsse, über den grenzüberschreitenden Zugang zu Speicheranlagen und LNG-Anlagen sowie über bidirektionale Kapazitäten, insbesondere in Notfällen;*
- k) Angaben zu allen gemeinwirtschaftlichen Verpflichtungen, die mit der Sicherheit der Gasversorgung in Zusammenhang stehen.*

Im Präventionsplan, insbesondere bei den Maßnahmen zur Erfüllung des Infrastrukturstandards gemäß Artikel 5, wird der vom ENTSOG (Europäischer Verbund der Fernleitungsnetzbetreiber, fortan: ENTSOG) ausgearbeitete unionsweite zehnjährige Netzentwicklungsplan berücksichtigt.

Die Maßnahmen des Präventionsplans beruhen in erster Linie auf marktbasierteren, sie dürfen die Erdgasunternehmen nicht unverhältnismäßig belasten und sich nicht negativ auf das Funktionieren des Gasbinnenmarktes auswirken.

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 gewonnenen Erkenntnisse aus der, gem. Art. 7 SoS-VO, zuvor erstellten Risikobewertung 2018 und damit die dort herausgearbeiteten Risikopotenziale einer möglichen Versorgungsbeeinträchtigung.

1. Beschreibung des nationalen Gasnetzes Deutschlands

1.1 Erdgas im Energiemix

Die Sicherstellung des Energiebedarfs erfolgt in Deutschland durch einen Energiemix aus fossilen und nicht fossilen Energieträgern, wobei der Fokus der deutschen Energiepolitik auf der Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energieträger liegt. Erdgas gilt als der umweltfreundlichste unter den fossilen Energieträgern. Im Vergleich mit Erdöl sowie Stein- und Braunkohle entstehen bei der Verbrennung von Erdgas die geringsten CO₂-Emissionen. Zudem bietet die Gasinfrastruktur die Möglichkeit, erneuerbare Gase wie Wasserstoff, synthetisches Methan oder Biomethan beizumischen und so die CO₂-Emissionen weiter zu senken. Erdgaskraftwerke sind außerdem durch eine flexible Regelbarkeit gekennzeichnet.

Tabelle 1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs von 2008 bis 2018 in Petajoule

Jahr	Mineralöle	Erdgas	Steinkohlen	Braunkohle	Kernenergie	Erneuerbare Energien	Sonstige ²	Insgesamt
2008	4.904	3.222	1.800	1.554	1.623	1.147	130	14.380
2009	4.635	3.039	1.496	1.507	1.472	1.201	180	13.531
2010	4.684	3.171	1.714	1.512	1.533	1.413	189	14.217
2011	4.525	2.911	1.715	1.564	1.178	1.463	244	13.599
2012	4.527	2.920	1.725	1.645	1.085	1.385	161	13.447
2013	4.628	3.059	1.840	1.629	1.061	1.499	107	13.822
2014	4.493	2.660	1.759	1.574	1.060	1.519	116	13.180
2015	4.491	2.770	1.729	1.565	1.001	1.644	60	13.262
2016	4.566	3.056	1.693	1.511	923	1.676	65	13.491
2017	4.675	3.121	1.465	1.508	833	1.790	48	13.439
2018*	4.395	3.075	1.301	1.465	832	1.809	45	12.917

1) Berechnungen auf der Basis des Wirkungsgradansatzes.

2) Sonstige Energieträger: Grubengas, nichterneuerbare Abfälle und Abwärme sowie Stromaustauschsaldo.

* vorläufige Angaben

PJ = Petajoule; 1 PJ = 0,0341204 Mio. t SKE (Steinkohleeinheiten)

Quellen: AG Energiebilanzen, Erdgas: BDEW

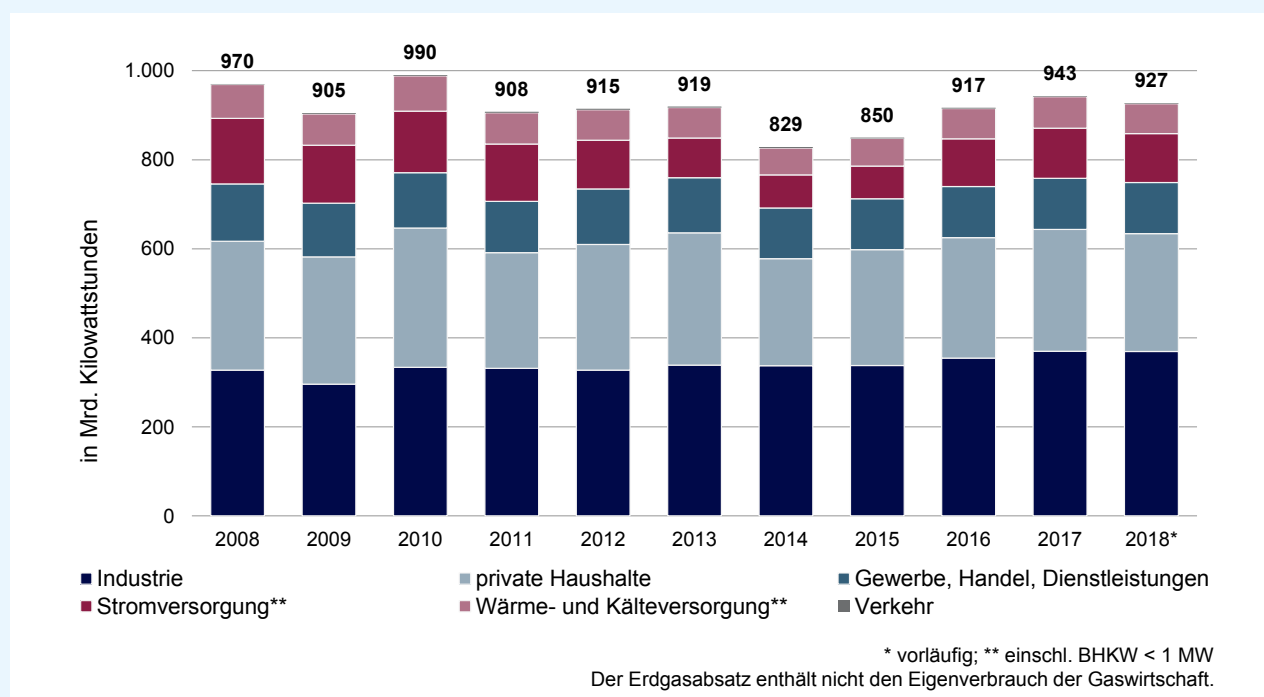
Stand: 02/2019

In den letzten 20 Jahren bewegte sich der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch in einem Korridor von 20 bis 24%. Im Rahmen der Diskussion zur Erreichung der Klimaschutzziele und der damit verbundenen Energiewende in Deutschland, dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, dem Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie sowie den Ergebnissen der Kommission für Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung (Kohlekommission genannt) ist die künftige Bedeutung von Erdgas im Rahmen der Strom- und Wärmeerzeugung von besonderem Interesse.

Der Verbrauch an Erdgas – Absatz an Letztverbraucher sowie der Gasverbrauch zur technischen Aufrechterhaltung des Betriebes (Verbräuche bei der Gaserzeugung und Gasspeicherung sowie beim Gastransport – lag in den Jahren von 1998 bis 2008 zwischen 915 und 1020 TWh. In den letzten zehn Jahren sank der jährliche Verbrauch mehrfach unter die Marke von 900 TWh. Seit 2016 nimmt der Verbrauch wieder zu. Der Verbrauch im Jahr 2018 belief sich auf einen Wert von 945 TWh und lag 15 TWh unter dem Vorjahreswert. Zu beachten ist, dass sich in der Entwicklung verschiedene marktgetriebene Fortentwicklungen sowie temperaturbedingte Nachfrageschwankungen überlagern.

Von der gesamten deutschen Nachfrage entfällt circa ein Drittel auf die Haushaltskunden und Fernwärmanlagen. Die Verbrauchergruppe der Industriekunden bildet mit einem Verbrauch von rund 40 Prozent die größte Gruppe unter den Gasverbrauchern. Dieser Wert hielt sich konstant im Verlauf der letzten Jahre. Auch im unterjährigen Verlauf ist der Verbrauch der Industriekunden sehr stabil, da der Verbrauch von Industrie nur in geringem Umfang temperaturgetrieben ist. Auf die Verbraucher aus Gewerbe/Handel/Dienstleistungen entfallen jährlich 15 Prozent des Gesamtverbrauches. Auf ähnlichem Niveau liegen die Verbräuche zur Stromversorgung, wobei zu vermerken ist, dass die Verbräuche im Stromsektor sehr schwankend sind. Der Verkehrssektor ist aufgrund der geringen Absatzmenge im Kontext des jährlichen deutschen Gesamtverbrauches vernachlässigbar.

Abbildung 1: Erdgasabsatz nach Verbrauchergruppen (2008–2018)



Quelle: BDEW, Stand 02/2019

Der Gasmarkt ist stark temperatur- und preisgetrieben. Im Sommer werden Gasspeicher nach preistaktischem Kalkül befüllt, es können zu Tiefpreisen Lastspitzen auftreten. Im Winter entwickeln sich Nachfragespitzen entsprechend den kältebedingtem Temperaturschwüngen. Zur Gewährleistung einer zuverlässigen Gasversorgung ist neben der absoluten Gasabsatzmenge die mögliche Maximalleistung entscheidend, um die sichere Erdgasversorgung insbesondere bei saisonalen Nachfragespitzen zu gewährleisten. Die Gasinfrastruktur kann eine Spitzennachfrage befriedigen, wie sie statistisch einmal in 20 Jahren auftritt. Dieser Höchstwert wurde im Dezember 2009 erzielt und betrug 5.202,5 GWh/Tag. Dies entspricht einem Verbrauch von ca. 521,5 Millionen Kubikmeter/Tag.

1.2 Beschreibung der Funktionsweise des Gasnetzes

Das deutsche Gasnetz besitzt eine Rohrnetzlänge von fast 500.000 km aufgeteilt auf Fernleitungs- und Verteilnetz. Das Gas-Fernleitungsnetz gliedert sich in ein H-Gas- und ein L-Gas-Gebiet. Diese beiden Gebiete werden in den folgenden zwei Abschnitten beschrieben.

1.2.1 Beschreibung der Funktionsweise des H-Gas-Gebiets

Deutschland verfügt über ein weit verzweigtes Fernleitungsnetz und eine gut ausgebaute Speicherinfrastruktur (s. auch Kapitel 1.3). Dieses Netz hat eine Länge von ca. 38.000 km, und ist über eine Vielzahl von Grenzübergangspunkten mit den Fernleitungsnetzen benachbarter Staaten verbunden. Diese Transportinfrastruktur ist die Voraussetzung dafür, dass sich der in der Mitte Europas gelegene deutsche Erdgasmarkt zu einem bedeutsamen Handelsplatz in Europa entwickelt hat.

Die im nördlichen Teil des Versorgungsgebietes in Schleswig-Holstein und Hamburg verbrauchten Gasmengen stammten in der Vergangenheit im Wesentlichen aus dänischen Vorkommen. Durch den Rückgang der Produktionsmengen im eigenen Land setzt Dänemark seit einigen Jahren zunehmend auf eine Versorgung durch Importe über die Station Ellund aus Deutschland. Die dazu benötigten Ausbauten in den deutschen Netzen wurden fertiggestellt.

Der angrenzende Raum erstreckt sich von den Importpunkten an der Nordsee und den zuführenden Systemen aus Richtung Schleswig-Holstein, Sachsen-Anhalt, Thüringen sowie den Import- und teilweise Exportpunkten im Süden aus Richtung der Tschechischen Republik und Österreich und im Westen aus Richtung Niederlande und Belgien bis zu den Exportpunkten nach Frankreich und in die Schweiz.

Eine wichtige Rolle spielt der Import großer Mengen im Nordwesten Deutschlands. Ebenfalls große Mengen gelangen über die Leitungssysteme aus östlicher bzw. nordöstlicher Richtung in den Raum. Die vorherrschende Flussrichtung ist daher ein Nordost-Südwest-Fluss. Im westlichen Teil, in der Region Aachen befinden sich weitere Importpunkte in das westliche Transportnetz. Über Eynatten/Raeren und Bocholtz können so weitere Gasmengen aus den Niederlanden bzw. Belgien nach Deutschland gelangen. Eynatten/Raeren kann auch als Exportpunkt genutzt werden.

Im südlichen Teil befinden sich bedeutende Importpunkte an den Grenzen zur Tschechischen Republik und Österreich. Die maßgeblichen Exportpunkte befinden sich an der Grenze zu Frankreich bzw. der Schweiz und Österreich. Das Transportsystem erfüllt dabei sowohl Transit- als auch Versorgungsaufgaben.

Der östliche Teil des Versorgungsgebietes umfasst Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg, Sachsen-Anhalt, Sachsen, Thüringen und Berlin. Die Gasmengen für den östlichen Teil des Versorgungsgebietes kommen von Importpunkten im Osten über Polen, im Nordosten über die Ostsee und im Süden aus der Tschechischen Republik. Ein Teil der benötigten Gasmengen wird aus dem Westen Deutschlands eingespeist. Dabei erfüllt das vorhandene Transportsystem sowohl Transit- als auch Versorgungsaufgaben.

Die Leitungen Nord Stream und Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) wurden Ende 2011 in Betrieb genommen. Über die OPAL können jährlich bis zu 35 Milliarden Kubikmeter Erdgas aus der Nord Stream abtransportiert werden. Damit können Nord Stream und OPAL zusammen mit Transportleitungen in Tschechien (Gazelle) die Liefermengen für den Importpunkt Waidhaus absichern und eine Stärkung der Versorgungssicherheitslage insbesondere für Deutschland, Frankreich und Tschechien darstellen. Die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL), deren komplette kommerzielle Inbetriebnahme zum 1. November 2013 erfolgte, verläuft vom Anlandungspunkt der Nord Stream in Lubmin bei Greifswald in Richtung Westen durch Mecklenburg-Vorpommern bis nach Niedersachsen. Seither können jährlich mehr als 20 Milliarden Kubikmeter Erdgas durch die NEL strömen.

1.2.2 Beschreibung der Funktionsweise des L-Gas-Gebiets

Die L-Gas-Netze im Norden – (Marktgebiet GASPOOL), FNB: Gastransport Nord GmbH (gtg Nord), Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (GUD), Nowega GmbH (nowega) – sind historisch um die vorhandenen Aufkommen entstanden. Das sind die Aufkommen in Deutschland mit den großen Bereichen Elbe/Weser und Weser/Ems sowie in den Niederlanden das Groningen-Feld, dessen Mengen über die Station Oude Statenzijl importiert werden. Auch aktuell sind dies die einzigen Quellen. Speicher zur Strukturierung der Aufkommen bzw. zur Spitzenlastabdeckung befinden sich in Nüttermoor/Huntorf, Lesum sowie Empelde. Das Netz ist auf eine Versorgung aus den genannten Aufkommen ausgelegt und bietet nur eingeschränkte Flexibilität.

Das L-Gas-Netz im Westen – (Marktgebiet NCG, FNB: Open Grid Europe GmbH (OGE), Thyssengas GmbH (TG)) – dient über die verschiedenen Netzebenen hinweg ebenso wie die nördlichen Netze primär der Versorgung von Letztverbrauchern. Durch einen hohen Anteil an Haushaltskunden ist der Gasabsatz stark temperaturabhängig. Belastende Netzsituationen ergeben sich somit nicht nur im Auslegungsfall, sondern auch in Zwischen- bzw. Schwachlastsituationen. Die Versorgung des Systems erfolgt zum einen durch Importe aus den Niederlanden. Zum anderen erfolgt eine Aufspeisung über das Marktgebiet GASPOOL mit Mengen aus deutscher Produktion. Speicher zur Strukturierung der Aufkommen bzw. zur Spitzenlastabdeckung befinden sich am Standort Epe.

Bedingt durch die infrastrukturellen Rahmenbedingungen unterscheiden sich die jeweiligen L-Gas-Gebiete in den beiden deutschen Marktgebieten. Die deutsche L-Gas-Produktion befindet sich z. B. ausschließlich im GASPOOL-Marktgebiet.

Vom Rückgang der L-Gas-Produktion im niederländischen Groningen-Feld sind die beiden Marktgebiete unterschiedlich stark betroffen:

Das Marktgebiet GASPOOL ist im L-Gas importseitig nur über die Grenzübergangspunkte in Oude Statenzijl an das niederländische Netz angebunden. Unmittelbar betroffene FNB sind hier gtg Nord und GUD, Nowega verfügt über keinen eigenen L-Gas-Grenzübergangspunkt. Über Oude Statenzijl wird ausschließlich Gas aus dem von der Erdbeben-Problemik betroffenen Groningen-Feld transportiert.

Die L-Gas-Netzbetreiber des Marktgebiets NCG (OGE, TG) können über die Grenzübergangspunkte in Winterswijk/Vreden, Elten/Zevenaar, Tegelen und Haanrade auch mit in den Niederlanden von H- zu L-Gas konvertiertem Gas beliefert werden. Somit ist das Marktgebiet NCG weniger direkt von erdbebenbedingten Produktionsrückgängen betroffen. Es ist jedoch zu beachten, dass die niederländischen Konvertierungskapazitäten planmäßig bereits jetzt zu ca. 75 Prozent ausgelastet sind. Kommt es zu Einschränkungen in der L-Gas-Produktion, ist demnach mit relativ wenig zusätzlicher Kapazität durch Konvertierung zu rechnen. Weitere L-Gas-Mengen bezieht das Marktgebiet NCG über Marktgebietsübergangspunkte zum Gaspool-Marktgebiet.

Die Konvertierungsanlage Rehden im Netzgebiet der Nowega verfügt über eine Gesamtleistung von 2,8 GWh/h, wird aber von den FNB aus Redundanzgründen und wegen des begrenzt vor Ort verfügbaren Stickstoffs mit einer Leistung von max. 1,4 GWh/h eingeplant. Im Marktgebiet NCG wird ab 2019 die bestehende Konvertierungsanlage Broichweiden (TG) optimiert, die jedoch deutlich kleiner dimensioniert ist als die Anlage in Rehden und aufgrund ihrer netztechnischen Anbindung nur einen begrenzten Wirkungsbereich hat. Diese Anlage wird mit einer Leistung von max. 0,3 GWh/h eingeplant.

Angesichts der Rückgänge der deutschen L-Gas-Produktion und der L-Gas-Importe aus den Niederlanden wurde in Deutschland die Marktraumumstellung – Umstellung der Versorgung der L-Gas-Netzgebiete auf H-Gas – beschlossen und in § 19a EnWG gesetzlich festgelegt. Die beteiligten FNB arbeiten gemeinsam mit den ihnen nachgelagerten VNB den Umstellungsfahrplan aus. Aus diesem geht hervor, zu welchem Zeitpunkt die betroffenen Versorgungsgebiete von L-Gas auf H-Gas umgestellt werden.

Der Umstellungsfahrplan wird als Eingangsgröße in den nationalen Netzentwicklungsplan aufgenommen. Die aus dem Netzentwicklungsplan Gas hervorgehenden Investitionsmaßnahmen auf Fernleitungsnetzebene, die zur Umstellung von L- auf H-Gas notwendig sind, liegen damit der Regulierungsbehörde zur Prüfung vor. Als Bestandteil des nationalen Netzentwicklungsplans kommt diesen Investitionsmaßnahmen grundsätzlich Rechtsverbindlichkeit zu. Ergibt sich ein Anpassungsbedarf hinsichtlich des Umstellungsplans, können Änderungen anlässlich der Aufstellung des Netzentwicklungsplans vorgenommen werden.

Eine Aufschlüsselung der Gasimportquellen nach Herkunftsland darf aus Datenschutzgründen nicht mehr veröffentlicht werden.

1.3 Speicher

Zentral für die Absicherung der Erdgasversorgung besondere bei Lieferengpässen und für die Abdeckung von saisonalen Verbrauchsschwankungen ist die ausreichende Verfügbarkeit von Speicherkapazität mit hoher Ausspeicherleistung.¹ Aktuell werden in Deutschland an 49 Standorten Unterspeicher (UGS) kommerziell betrieben, die rd. 24,3 Milliarden Kubikmeter Arbeitsgas aufnehmen können. Im Einzelnen handelt es sich um 17 Porenspeicher und 32 Kavernenspeicher mit 270 einzelnen Kavernen². Ihre räumliche Verteilung erstreckt sich nahezu über Gesamtdeutschland, wobei aufgrund der geologischen Gegebenheiten regionale Schwerpunkte im Nordwesten, in Mitteldeutschland und Südosten bestehen (siehe Abbildung 2). Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes wird der weitaus größte Teil von Speicheranlagen für die Speicherung von H-Gas genutzt.

Das derzeit maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen von rund 24,3 Milliarden Kubikmetern entspricht etwa einem Viertel der in Deutschland im Jahr 2018 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 mit Abnahme des Speicherfüllstands zurückgeht. Sollten alle geplanten Speicherprojekte tatsächlich realisiert werden, wird langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von rd. 27,7 Milliarden Kubikmetern verfügbar sein. Damit könnte Deutschland theoretisch künftig rund 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.

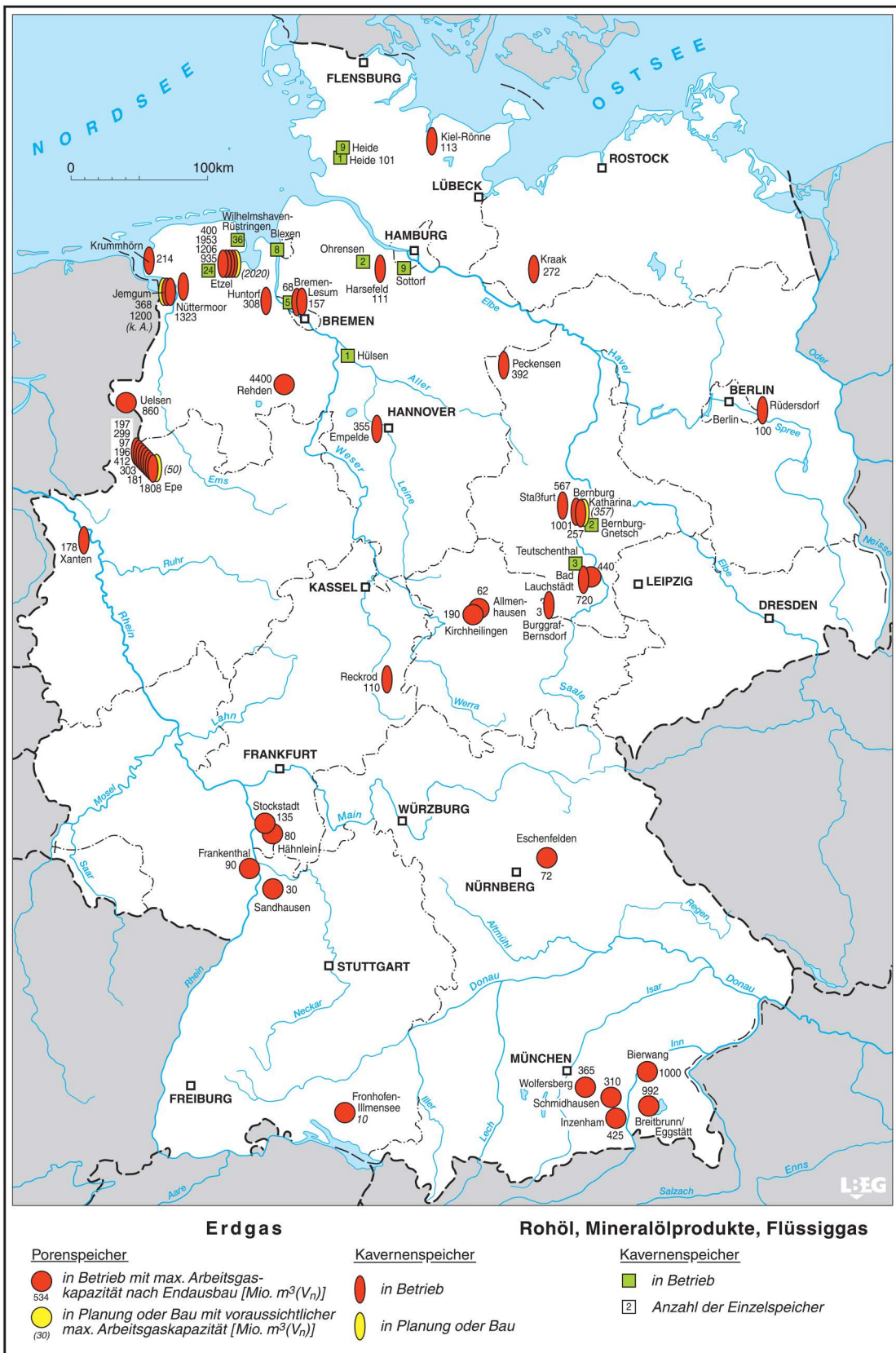
Der Zugang zu Speicheranlagen in Deutschland unterliegt keinerlei Einschränkungen. Er wird zwischen den Marktpartnern auf vertraglicher Basis geregelt und muss diskriminierungsfrei gewährt werden. Alle Speicherbetreiber sind privatwirtschaftlich organisiert. Es gibt keine strategischen Speicher oder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

Die Nutzung der Speicheranlagen erfolgt durch die Händler. Zum Beispiel können sie zur Absicherung der Versorgung ihrer Kunden insbesondere über die Kälteperiode hinweg und für den Fall unerwarteter Lieferausfälle ausreichende Mengen in den UGS vorhalten. Festzustellen ist, dass Erdgasspeicher von Speichernutzern seltener langfristig gebucht werden.

1 Speicherstände abrufbar unter <https://agsi.gie.eu/#/>.

2 Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie: „Erdöl und Erdgas in der Bundesrepublik Deutschland 2017“, Tabelle 22.

Abbildung 2: Karte der deutschen Erdgasspeicher



LEIG Hannover - L.2.2 - Anl_14 Untertagespeicher_2017.fh11

Stand: 31.12.2017

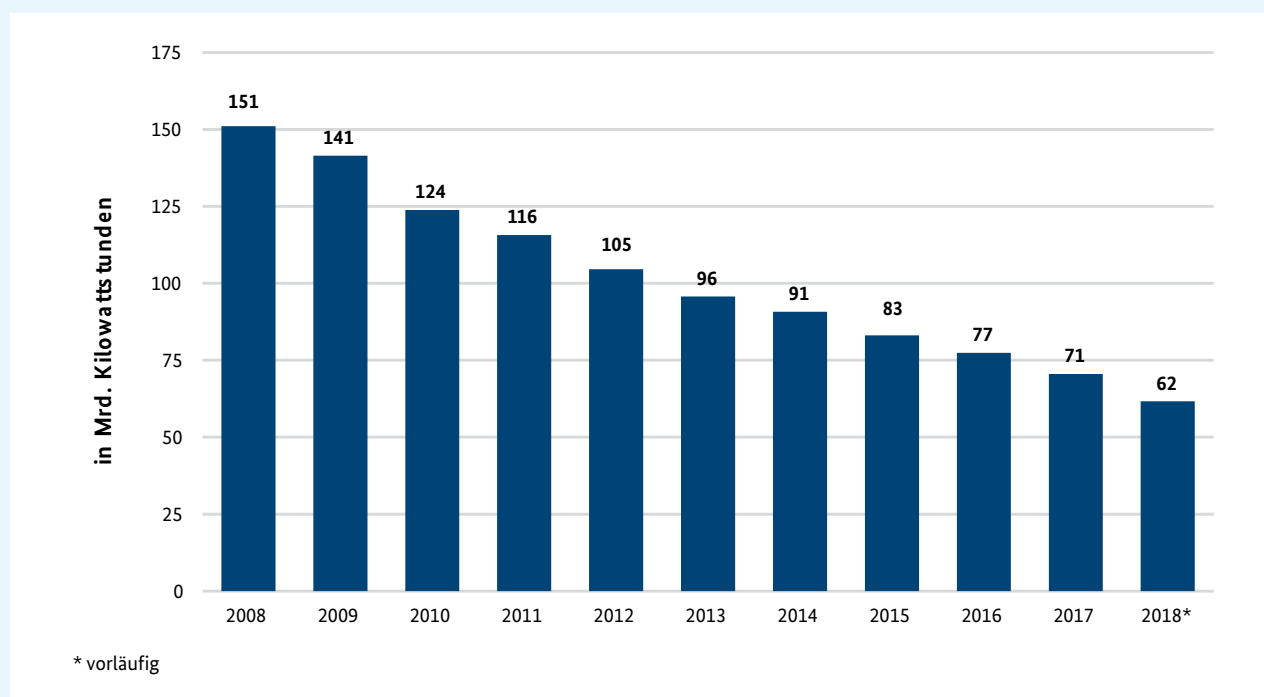
Übersichtskarte der Untertagespeicher für Erdgas, Rohöl, Mineralölprodukte und Flüssiggas.

1.4 Deutsche Erdgasförderung

Angebotsseitig leistet auch die inländische Produktion einen Beitrag zur Befriedigung der Erdgasnachfrage. So deckte die deutsche Erdgasförderung im Jahr 2018 etwa 6,5 Prozent des jährlichen Erdgasverbrauchs. Die gesamte Fördermenge belief sich im Jahr 2018 auf ca. 61,6 TWh (2016: 70,5 TWh)³. Technisch ist mit Sicherheitsabschlag eine maximale Tagesproduktion von 25,16 Millionen Kubikmeter (245,8 GWh) möglich. Das inländisch geförderte Erdgas stammt zu circa 96 Prozent aus den beiden größten deutschen Fördergebieten. Qualitativ handelt es sich meist um relativ heterogenes L-Gas mit schwankendem Brennwert. Zur Deckung des deutschen L-Gas-Marktes reichen die inländischen Fördermengen und -leistungen nicht aus, wodurch sich ein hoher Bedarf an zusätzlichen Importen aus den Niederlanden ergibt. Mit der schrittweisen Absenkung der L-Gas-Importe aus den Niederlanden und der damit einhergehenden Marktraumumstellung wird das L-Gas-Versorgungsgebiet in Deutschland immer kleiner, bis es schließlich nur noch die unmittelbare Umgebung der inländischen Förderstätten umfasst.

Im Szenariorahmen zum NEP Gas 2018–2028 wird die Prognose aufgestellt, dass die deutsche Erdgasförderung in den kommenden Jahren kontinuierlich zurückgehen wird. 2007 lag die deutsche Erdgasfördermenge noch bei 17,03 Milliarden Kubikmeter³ (166 TWh). Zehn Jahre später betrug dieser Wert nur noch 7,25 Milliarden Kubikmeter (71 TWh). Siehe hierzu auch Abbildung 3. Nach Prognosen des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG) fällt die Fördermenge 2023 auf 5,59 Milliarden Kubikmeter (55 TWh) und im Jahr 2028 sogar auf 3,47 Milliarden Kubikmeter (34 TWh), was nur noch knapp der Hälfte der Produktionsmenge aus 2017 entspricht.

Abbildung 3: Entwicklung der inländischen Erdgasförderung



Quelle: Statistisches Bundesamt, BVEG, BDEW; Stand : 02/2019

Aufbauend auf diesen Annahmen wird im Szenariorahmen zum NEP Gas 2018–2028 der künftige Importbedarf für Deutschland bis zum Jahr 2028 bestimmt. Hierzu wird das Gasaufkommen in Deutschland, also die inländische Förderung und die Biogaseinspeisung dem Gesamtbedarf an Erdgas in Deutschland gegenübergestellt. Festzuhalten ist im Hinblick auf den Präventionsplan, dass trotz der in Zukunft erwarteten mehr oder weniger rückläufigen Erdgasnachfrage (H- und L-Gas) in Deutschland die Abhängigkeit von Erdgasimporten zur Deckung des heimischen Erdgasbedarfs auch künftig zu den Einflussfaktoren bezüglich der Versorgungssicherheit gehört. Unberücksichtigt bleiben bisher die Einspeisemengen erneuerbarer Gase mittels Power-to-Gas-Technologien, die im NEP 2018 als zukünftige Substitutionsoption für fossiles Erdgas beschrieben werden.

1.5 Beschreibung der Rolle von Gas bei der Stromerzeugung

Mit einem Wert von 81,8 TWh trug Erdgas im Jahr 2018 rund 13 Prozent zur gesamten deutschen Nettostromerzeugung bei. Dieser Anteil steht einer tendenziell rückläufigen Entwicklung in den Vorjahren 2011 bis 2015 gegenüber. In diesem Zeitraum sank die Nettostromerzeugung durch Erdgas um sechs Prozent oder 28,5 TWh.

Tabelle 2: Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern ab 2000 in GWh

Jahr	Kernenergie	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Mineralölprodukte	Erneuerbare Energien
2000	160.708	136.100	131.200	47.000	5.400	37.079
2001	162.316	142.302	127.204	52.902	5.709	37.948
2002	156.287	145.666	123.533	53.818	8.073	45.123
2003	156.456	145.669	134.711	60.292	9.485	44.200
2004	158.378	145.536	129.383	60.581	9.881	54.988
2005	154.612	141.630	123.059	70.071	10.997	60.417
2006	158.711	138.467	126.837	72.608	9.955	69.022
2007	133.229	142.328	130.799	75.447	9.011	85.425
2008	140.710	138.090	114.423	86.244	8.722	90.209
2009	127.690	133.653	98.773	78.236	9.058	91.789
2010	132.971	134.169	107.357	86.560	7.860	101.127
2011	102.241	137.888	103.177	83.505	6.364	119.726
2012	94.180	148.147	106.755	74.000	6.785	139.007
2013	92.127	149.163	116.754	65.264	6.446	147.681
2014	91.800	144.328	108.670	58.911	5.031	157.767
2015	86.765	143.045	107.003	59.803	5.545	183.469
2016	80.038	138.397	102.732	78.758	5.217	184.455
2017	72.155	137.365	85.377	83.837	4.933	210.942
2018*	72.081	134.512	75.710	81.080	4.642	220.476

*vorläufig

Quellen: Statistisches Bundesamt, ZSW, Öko-Institut, BDEW

Stand: 02/2019

Tabelle 2: Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern ab 2000 in GWh (Fortsetzung)

Jahr	davon:							Übrige	Insgesamt	Anteil Erdgas in Prozent
	Wasser	„Wind onshore“	„Wind offshore“	Photovoltaik	Biomasse	Siedlungsabfälle (50%)	Geothermie			
2000	24.550	9.498	0	40	1.608	1.383	0	21.002	538.489	8,7 %
2001	22.852	10.508	0	76	3.124	1.388	0	19.785	548.166	9,7 %
2002	23.382	15.783	0	162	4.333	1.463	0	16.788	549.288	9,8 %
2003	17.469	18.713	0	313	6.057	1.648	0	18.677	569.490	10,6 %
2004	19.828	25.509	0	557	7.447	1.647	0	19.565	578.312	10,5 %
2005	19.312	27.230	0	1.282	10.169	2.424	0	22.038	582.824	12,0 %
2006	19.663	30.710	0	2.220	13.468	2.961	0	23.322	598.922	12,1 %
2007	20.751	39.713	0	3.075	18.359	3.527	0	24.396	600.635	12,6 %
2008	20.098	40.547	0	4.420	21.463	3.669	12	22.668	601.066	14,3 %
2009	18.697	38.648	0	6.583	24.492	3.355	14	19.470	558.669	14,0 %
2010	20.650	37.793	0	11.729	27.180	3.755	20	24.464	594.508	14,6 %
2011	17.304	48.883	0	19.599	30.126	3.795	19	23.280	576.181	14,5 %
2012	21.697	50.670	0	26.380	36.264	3.971	25	23.054	591.928	12,5 %
2013	22.654	50.803	905	31.010	37.933	4.305	71	23.589	601.024	10,9 %
2014	19.322	55.908	1.449	36.056	40.128	4.837	67	24.396	590.903	10,0 %
2015	18.667	70.922	8.162	38.726	42.335	4.565	92	24.775	610.405	9,8 %
2016	20.220	66.324	12.092	38.098	42.811	4.746	164	24.738	614.335	12,8 %
2017	19.979	86.293	17.414	39.401	42.897	4.802	156	24.452	619.061	13,5 %
2018*	16.259	90.760	19.060	46.163	43.073	4.979	182	24.954	613.455	13,2 %

*vorläufig

Quellen: Statistisches Bundesamt, ZSW, Öko-Institut, BDEW

Stand: 02/2019

Trugen erneuerbare Energien im Jahr 2011 rund 21 Prozent zur gesamten deutschen Stromerzeugung bei, stieg der Wert bis zum Jahr 2018 um 13,2 Prozentpunkte auf insgesamt 36 Prozent an. Obwohl die Stromerzeugung mittels erneuerbarer Energien im Jahr 2018 mehr als ein Drittel der gesamten deutschen Stromerzeugung ausmachte, unterliegt die Energiegewinnung in diesem Bereich grundsätzlich unterjährig teils starken Schwankungen.

1.6 Beschreibung der Rolle von Energieeffizienzmaßnahmen und ihres Einflusses auf den jährlichen Gasendverbrauch

Auf europäischer Ebene haben sich die Mitgliedstaaten mit dem Europäischen Parlament und der Europäischen Kommission im Juni 2018 (formelles Inkrafttreten Ende 2018) darauf geeinigt, den energetischen Anteil des Primärenergieverbrauchs in 2030 um 32,5 Prozent gegenüber dem für das Jahr 2030 prognostizierten Verbrauchswert zu reduzieren und dies in der Neufassung der EU-Richtlinie zur Energieeffizienz (Energy Efficiency Directive – EED) verankert. Zur Erreichung dieses Ziels müssen die Mitgliedstaaten nationale indikative Beiträge melden. Grundlage für die Bemessung des nationalen Beitrags zur Erreichung des Unionsziels ist das in dieser Legislaturperiode bestätigte nationale Ziel aus dem Energiekonzept 2010. Danach soll der Primärenergieverbrauch (PEV) bis zum Jahr 2020 um 20 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 50 Prozent gegenüber dem Jahr 2008 gesenkt werden. Die dazu erforderlichen Maßnahmen und ein deutscher Beitrag zum EU-Energieeffizienzziel 2030 werden im Rahmen einer Energieeffizienzstrategie des Bundes im Jahr 2019 erarbeitet und beschlossen. Nach Datenlage können derzeit noch keine belegbaren Aussagen gemacht werden ob und ggf. welche Energieeffizienzmaßnahmen Einfluss auf den Gasmarkt haben.

Gas gehört zu den Energieträgern, die schon heute durch verfügbare und innovative Technologien einen schnellen und wirkungsvollen Beitrag zur Hebung von Effizienzpotenzialen leisten.

Dem Wärmemarkt kommt im Rahmen der Energiewende eine Schlüsselfunktion zu, da auf diesen Bereich knapp 40 Prozent des Endenergieverbrauchs in Deutschland entfallen. Mittelfristig wird sich im Gebäudebereich der Gasbedarf durch Effizienzmaßnahmen jedoch nicht verringern, da Effizienzsteigerungen überlagert werden von Heizungsanierungen infolge der Substitution von ölbetriebenen Wärmeerzeugern durch gasbasierte Systemen.

Im Bereich der leitungsgebundenen Wärmeversorgung wird sich der Gasverbrauch erhöhen, wenn kohlebetriebene KWK-Anlagen durch gasbasierte, flexible KWK-Anlagen ersetzt werden. Alternativen, insbesondere der Einsatz von erneuerbaren Energien in Wärmenetzen, können diesen Anstieg geringer ausfallen lassen. Gerade in verdichteten städtischen Räumen kann die leitungsgebundene Wärmeversorgung zu einer volkswirtschaftlich kosteneffizienten Wärmewende beitragen. Langfristig wird der Gasverbrauch durch abnehmende Wärmebedarfe der Gebäude und die Einbindung erneuerbarer Wärme deutlich sinken.

2. Zusammenfassung der nationalen Risikobewertung nach Art. 7 SoS-VO

Die Erdgasversorgungslage in Deutschland ist in hohem Maß als sicher und zuverlässig zu bewerten. Den Fernleitungsnetzbetreibern (FNB) stehen im Fall von Versorgungsstörungen in großem Umfang marktbasierende Instrumente zur Verfügung, die zur Aufrechterhaltung der Versorgung der geschützten Kunden geeignet und in aller Regel ausreichend sind.

Im Hinblick auf die sichere und zuverlässige Gasversorgung ist von hoher Bedeutung, dass die in Deutschland vorhandene Gastransportinfrastruktur den deutschen Gasmarkt mit einer verhältnismäßig hohen Zahl an Gasbezugsquellen verbindet. Neben dem klassischen Pipelinegas, das überwiegend aus Norwegen, Russland und den Niederlanden eingeführt wird, stehen dem deutschen Markt mittelfristig zusätzliche Gasmengen zur Verfügung, die in Form von LNG bereits heute im europäischen Binnenmarkt angelandet werden.

Von gleicher Bedeutung ist, dass die Transportinfrastruktur in Deutschland dahingehend ausgelegt ist, dass regelmäßig mehrere Transportrouten zur Verfügung stehen, über die Gas von einer Bezugsquelle auf den deutschen Markt transportiert werden kann. In diesem Kontext ist beispielhaft die Ostsee-Pipeline Nord Stream 1 zu nennen, mit der eine direkte Verbindung zwischen Russland und Deutschland existiert.

Insbesondere vor dem Hintergrund der mittel- bis langfristig zurückgehenden deutschen Erdgasförderung wird der Importbedarf an Erdgas ein wesentliches Strukturmerkmal des deutschen Erdgasmarktes bleiben.

Zur Steigerung der Versorgungssicherheit in Deutschland tragen die Netzausbaumaßnahmen der FNB bei, mit denen auch Transportkapazitäten an Grenzübergangspunkten erhöht werden. Durch fortschreitenden Gasnetzausbau wird das Versorgungsrisiko minimiert. Für einen koordinierten Netzausbau sorgt der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas), der seit 2012 jährlich und seit 2016 alle zwei Jahre gemeinsam von den FNB erstellt werden muss (§ 15a EnWG).

Der deutschen Versorgungssicherheit kommt zudem die hohe Verfügbarkeit und Nutzung von Erdgasspeichern (insgesamt 49 Untergrundspeicheranlagen) entscheidend zugute. Deutschland verfügt über die mit Abstand höchste Speicherkapazität in der EU.

Der auch in den kommenden Jahren, trotz rückläufiger Tendenz, hohe Anteil langfristiger Speicherbuchungen lässt weiterhin die nachhaltige Nutzung der Speicher vermuten. Der Ausbuchungsstand der Speicher insgesamt liegt aktuell bei über 95 Prozent.

Positiv zur Versorgungseffizienz und damit auch zur Versorgungssicherheit trägt der liquide Gashandelsmarkt in Deutschland bei. Hier können grundsätzlich kurzfristig Erdgasmengen zu wettbewerblich gebildeten Preisen beschafft und veräußert werden.

Erdgas hat in Deutschland aktuell einen Anteil von rund 13 Prozent an der Stromerzeugung. Der Anteil der erneuerbaren Energien liegt im Vergleich dazu bei rund 36 Prozent. Die Einspeisung durch erneuerbare Energien unterliegt unterjährig starken Schwankungen. Um diese auszugleichen, bieten sich Gaskraftwerke an, da diese sehr flexibel eingesetzt werden können.

In Phasen mit geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien oder bei Netzengpässen kommt den deutschen Gaskraftwerken, insbesondere in Süddeutschland, aus Gründen der Systemstabilität eine wichtige Rolle in der Stromversorgung zu. Um dieser gerecht zu werden, wurde vom Gesetzgeber in § 13cf EnWG die Systemrelevanz von Gaskraftwerken geregelt. Der Paragraph stellt für die als systemrelevant ausgewiesenen Gaskraftwerke die Aufrechterhaltung der Gas- bzw. Brennstoffversorgung sicher.

Deutschland erfüllt den Infrastrukturstandard ($N-1 \geq 100$ Prozent) der SoS-VO.

Bei einem Ausfall des Grenzübergangspunkts Mallnow, der unter Berücksichtigung der besonderen Gegebenheiten am Grenzübergangspunkt Greifswald größten betriebenen deutschen Gasinfrastruktur, lautet das Ergebnis mindestens 199 Prozent.

Angesichts der dem Infrastrukturstandard der SoS-VO zugrunde liegenden rein bilanziellen Gegenüberstellung von – bezogen auf ganz Deutschland – verbleibender Einspeisekapazität und ebenfalls deutschlandweit bestimmter Tageshöchstlast können aus dem berechneten Indikator nur schwer tatsächliche Rückschlüsse auf die Versorgungssicherheit auf regionaler Ebene gezogen werden. Dies gilt vor allem im Hinblick auf die Bewertung der netzphysikalischen Situation im Fall von sich hauptsächlich regional auswirkenden Versorgungsstörungen.

Generell ist das deutsche Gasnetz als sehr sicher anzusehen. Bezogen auf eine Vergangenheitsbetrachtung liegt die Eintrittswahrscheinlichkeit einer schwerwiegenden Versorgungsstörung bei kleiner als einmal in 50 Jahren.

3. Infrastrukturstandard

3.1 N – 1-Formel

Hinweis:

Am Grenzübergangspunkt Greifswald wird nicht die gesamte technische Leistung berücksichtigt. Nominal weist Greifswald eine technische Kapazität von 1.570 GWh/d auf, berücksichtigt wurden allerdings nur 618,8 GWh/d. Diese differenzierte Betrachtung ist notwendig, da bei voller Nutzung des Grenzübergangspunktes Greifswald ein Teil des Gases – netztechnisch bedingt – von dort über Tschechien nach Waidhaus fließen muss, weil es nicht vollständig vom deutschen Gasnetz aufgenommen werden kann, und somit ein Teil des Gases über die OPAL zum Grenzübergangspunkt Brandov abtransportiert werden muss. Die Kapazität des Grenzübergangspunktes Greifswald wurde daher um die als Transit deklarierten Kapazitäten der OPAL bereinigt. Dies entspricht den netztechnischen Gegebenheiten.

Definition der Berechnungsparameter der N – 1-Formel

Nachfolgend wird die N – 1-Formel dargestellt (siehe Anhang II 2. der SoS-VO):

$$N - 1 [\%] = \frac{EP_m + P_m + S_m \cdot 100\% [S_m \cdot 30\%] + L \cdot N \cdot G_m - L_m}{D_{max}} \cdot 100, \quad N - 1 \geq 100 \%$$

Für die Berechnung des Infrastrukturstandards wurden die Variablen wie folgt definiert:

$$EP_m \text{ (Mio. m}^3\text{/d)} = 565,74$$

Summe der technischen Kapazität aller Importpunkte Deutschlands (unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Besonderheit am Grenzübergangspunkt Greifswald)

Die Umrechnung der technischen Kapazitäten von GWh/d in m³/d erfolgte mit dem Faktor 10,83 kWh/m³.

Deutschland ist, bedingt durch seine zentrale Lage in Europa und in der europäischen Gasinfrastruktur, Transitland für Gasflüsse. Die Kapazitäten der Grenzübergangsausspeisepunkte bleiben in der Formel nach SoS-VO komplett unberücksichtigt.

$$P_m \text{ (Mio. m}^3\text{/d)} = 25,16$$

Summe der maximalen technischen Tagesproduktionskapazität sämtlicher Gasproduktionsanlagen Deutschlands (inkl. Biogasproduktion).

$$S_{m100\%} \text{ (Mio. m}^3\text{/d)} = 672,16; S_{m30\%} \text{ (Mio. m}^3\text{/d)} = 526,56$$

Die Daten wurden für diese Risikobewertung speicherscharf bei den Speicherbetreibern abgefragt und stellen die Summe der Einzelwerte dar. Konkurrierende Netzanschlussituationen werden nicht berücksichtigt, deshalb ist der Wert im Vergleich zu den letzten Risikobewertungen deutlich höher. Dort wurde die Gesamtheit der deutschen Speicher betrachtet.

Für die Speicher Haidach und 7 Fields wurde für die Berechnung angenommen, dass jeweils 50 Prozent der Ausspeisekapazität für Deutschland zur Verfügung stehen. Diese beiden Speicher liegen zwar in Österreich, sind aber sowohl an das deutsche als auch an das österreichische Gasnetz angeschlossen.

Nach der SoS-VO ist, analog zu den Importkapazitäten, unberücksichtigt zu lassen, ob eingespeicherte Gasmengen für den Gasexport bestimmt sind.

$$I_m \text{ (Mio. m}^3\text{/d)} = 86,01$$

Das Infrastrukturelement mit der größten Kapazität zur Versorgung stellt der Grenzübergangspunkt Greifswald mit einer technisch verfügbaren Kapazität (TVK) von 1.570,3 GWh/d (145 Mio. m³/d) dar. Netztechnisch ist es jedoch, wie im einleitenden Hinweis beschrieben, nicht möglich, diese Kapazität vollständig zur Versorgung Deutschlands heranzuziehen. Ein Ausfall des Grenzübergangspunktes Greifswald würde daher zu einer Reduktion der Importkapazitäten in das deutsche Versorgungsgebiet in lediglich folgendem Ausmaß führen:

$$1.530,7 \text{ GWh/d} - 951,5 \text{ GWh/d} = 618,8 \text{ GWh/d (57,14 Mio. m}^3\text{/d)}$$

Die Importkapazität des Grenzübergangspunktes Mallnow hingegen übersteigt diesen Wert:

$$\text{Importkapazität des Grenzübergangspunktes Mallnow} = 931,5 \text{ GWh/d (86,01 Mio. m}^3\text{/d)}$$

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

Einspeisepunktkapazitäten der Produktions-, LNG- und Speicheranlagen sind in Deutschland kleiner als die des größten Grenzübergangspunktes.

$$\text{LNG}_m \text{ (Mio. m}^3\text{/d)} = 0$$

Summe der größtmöglichen Tagesausspeisungskapazitäten aller LNG-Anlagen in dem berechneten Gebiet unter Berücksichtigung von Entladung, Hilfsdiensten, vorübergehender Speicherung und Regasifizierung sowie technische Kapazität zur Ausspeisung in das Netz.

Deutschland verfügt aktuell nicht über LNG-Anlagen, daher wird dieser Wert mit null angesetzt.

$$D_{\max} \text{ (Mio. m}^3\text{/d)} = 517,44$$

Bezeichnet die gesamte tägliche Gasnachfrage in Deutschland während eines Tages mit außergewöhnlich hoher Nachfrage, wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt, wie in der Verordnung vorgesehen. Inkludiert sind hier direkt die systemrelevanten Gaskraftwerke.

Dies sind die in der Verordnung definierten Parameter, für die im Folgenden der Infrastrukturstandard berechnet wird.

Verwendete Daten

Zur Berechnung des Infrastrukturstandards wurden überwiegend allgemein zugängliche Daten verwendet. Im Einzelnen handelt es sich hierbei um die Veröffentlichungen der FNB zur technischen Kapazität an den Grenzübergangspunkten, um Daten des Verbandes der deutschen Erdgasproduzenten, Daten des BDEW zur Biogaseinspeisung und Angaben der Speicherbetreiber zur maximal technischen Ausspeiserkapazität.

Berechnungen

Die Einhaltung des Infrastrukturstandards richtet sich danach, ob – bei einem unterstellten Ausfall der Gaslieferungen am Importpunkt mit der größten Einspeiseleistung nach Deutschland – über die verbleibenden Transportkapazitäten so viel Gas nach Deutschland eingespeist werden kann, dass der errechnete maximale Tagesbedarf gedeckt werden könnte.

Berechnung „N – 1“

Für die oben genannten Parameter ergibt sich die N – 1-Formel wie folgt:

$$N - 1 [\%] = \frac{565,74 + 25,16 + 672,16 [526,56] + 0 - 86,01}{517,44} \times 100,$$

$$N - 1 \geq 100 \%$$

Ergebnis:

N – 1 [%] = 227 % [199 %]

3.2 Bidirektionale Kapazitäten

Tabelle 3: Bidirektionale Kapazitäten

Name des Punktes	Entry/Exit	FNB	Gasart	Kapazitätsart	MWh/h
Deutschnedorf	Entry	ONTRAS	H-Gas	TVK	8.264
Deutschnedorf	Exit	ONTRAS	H-Gas	TVK	4.400
Eynatten	Entry	GASCADE	H-Gas	TVK	5.687
Eynatten	Exit	GASCADE	H-Gas	TVK	5.525
Eynatten/Raeren	Exit	Fluxys TENP	H-Gas	TVK	3.396
Eynatten/Raeren	Entry	OGE	H-Gas	TVK	6.022
Eynatten/Raeren	Exit	OGE	H-Gas	TVK	4.033
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	Entry	ONTRAS	H-Gas	TVK	4
GCP GAZ-SYSTEM/ONTRAS	Exit	ONTRAS	H-Gas	TVK	2.029
H095 – OUDE STATENZIJL H	Exit	GUD	H-Gas	TVK	1.926
H104 – OUDE STATENZIJL H	Entry	GUD	H-Gas	TVK	2.678
H106 – ELLUND	Entry	GUD	H-Gas	TVK	3.622
H207G – GREIFSWALD	Entry	GUD	H-Gas	TVK	7.182
Mallnow	Entry	GASCADE	H-Gas	TVK	38.812
Mallnow	Exit	GASCADE	H-Gas	TVK	7.700
Oberkappel	Entry	GRTgazD	H-Gas	TVK	5.607
Oberkappel	Exit	GRTgazD	H-Gas	TVK	538
Oberkappel	Entry	OGE	H-Gas	TVK	1.055
Oberkappel	Exit	OGE	H-Gas	TVK	7.769
Oude Statenzijl	Entry	OGE	H-Gas	TVK	2.978
Oude Statenzijl	Exit	OGE	H-Gas	TVK	6.759
Überackern 2	Entry	bayernets	H-Gas	TVK	9.589
Überackern 2	Exit	bayernets	H-Gas	TVK	9.016

Quelle: Die aktuellen Fassungen sind über <https://www.nep-gas-datenbank.de> abrufbar. Bei den hier ausgewiesenen Kapazitäten handelt es sich um buchbare Kapazitäten (kommerzielle Welt), die nur begrenzt Rückschlüsse zulassen auf die permanenten physischen bidirektionalen Kapazitäten der jeweiligen Verbindungsleitungen zwischen den Mitgliedstaaten (Physik).

Bereits die erste Version der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung vom 20. Oktober 2010 sieht die generelle technische Ertüchtigung aller grenzüberschreitenden Verbindungsleitungen in bidirektionale Flussrichtungen vor. Die Bundesnetzagentur wurde in Deutschland gemäß § 54a Abs. 2 Nummer 2 EnWG als zuständige Behörde für die Durchführung dieses Verfahrens bestimmt. Die erste Prüfung wurde im Jahr 2012 durchgeführt. Damals haben 14 antragstellende deutsche Fernleitungsnetzbetreiber Anträge für insgesamt 52 grenzüberschreitende Verbindungsleitungen gestellt. Dabei handelte es sich jeweils um Anträge auf Ausnahme von der Ausbaupflicht. Lediglich der Fernleitungsnetzbetreiber Gascade hat nach Gesprächen mit der polnischen Seite den Ausnahmeantrag bei der Bundesnetzagentur zurückgezogen und einen Ausbau von Deutschland nach Polen über Mallnow (Exit) beantragt. Außer Polen hat kein weiterer Mitgliedstaat an der Konsultation der unterschiedlichen Ausnahmeanträge teilgenommen. Umgekehrt wurde der Bundesnetzagentur von Belgien, den Niederlanden und Polen die Möglichkeit der Stellungnahme gegeben.

In den folgenden Prüfungsrunden haben sich keine neuen Sachverhalte ergeben, die eine Änderung der bisher erteilten Genehmigungen aus 2012 erforderlich gemacht hätten. Insofern haben alle Genehmigungen der Bundesnetzagentur gemäß Anhang 3 Nummer 13 der SoS-VO weiterhin Bestand. Sämtliche Genehmigungen wurden unbefristet erteilt.

4. Einhaltung des Versorgungsstandards

4.1 Geschützte Kunden

Gemäß Novellierung der Definition bedeutet der Begriff Geschützte Kunden von Gasversorgungsunternehmen direkt belieferte:

- a) Letztverbraucher im Gasverteilernetz, bei denen standardisierte Lastprofile Anwendung finden, oder Letztverbraucher im Gasverteilernetz, die Haushaltskunden zum Zwecke der Wärmeversorgung beliefern und zwar zu dem Teil, der hier benötigt wird.
- b) grundlegende soziale Dienste im Sinne des Artikels 2 Ziffer 4 der Verordnung (EU) Nr. 2017/1938 im Gasverteilernetz und im Fernleitungsnetz.
- c) Fernwärmeanlagen, soweit sie Wärme an Kunden im Sinne von Buchstabe (a) und (b) liefern, an ein Gasverteilernetz oder ein Fernleitungsnetz angeschlossen sind und keinen Brennstoffwechsel vornehmen können und zwar zu dem Teil, der für die Wärmelieferung benötigt wird.

Die neue Definition des geschützten Kunden wurde im Februar 2018 an die EU-Kommission gemeldet. Die Umsetzung dieser Definition in nationales Recht ist auf dem Weg.

4.2 Gasmengen und Kapazitäten

4.2.1 Vorgaben gemäß Art. 6 Absatz 1 Unterabsatz 1 SoS-VO

Der Versorgungsstandard gemäß Artikel 6 Absatz 1 Unterabsatz 1 SoS-VO verpflichtet die Gasunternehmen 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:

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

4.2.2 Berechnung für Deutschland

Diese Vorgabe wird derzeit in nationales Recht umgesetzt. Für die folgende Berechnung des Versorgungsstandards wurde bereits die neue, an die EU-Kommission gemeldete Definition der geschützten Kunden zugrunde gelegt (siehe Kapitel 4.1). Demnach sind die Gasversorgungsunternehmen in besonderer Weise verantwortlich für die Versorgung von Haushaltskunden sowie Fernwärmeanlagen, soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern und seit der neuen Definition „geschützter Kunden“ im Sinne der SoS-VO zusätzlich für Standardlastprofilkunden (SLP), die keine Haushaltskunden sind und grundlegende soziale Dienste.

Dies bedeutet, dass die Gasversorgungsunternehmen die Erdgasversorgung der geschützten Kunden auch in den drei bereits angesprochenen Versorgungsszenarien 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 6 Absatz 1 lit a) SoS-VO 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 liegt der zum Zeitpunkt der Erstellung der Risikoanalyse hierfür einschlägige Zeitraum zwischen dem 27. Dezember 1996 und dem 2. Januar 1997. In diesem Zeitraum lagen die gewichteten Temperaturen zwischen $-7,9\text{ °C}$ und $-3,6\text{ °C}$.

Auf Basis der oben genannten Berechnungsgrundlagen ergibt sich für den in Artikel 6 Absatz 1 lit. a) SoS-VO genannten Zeitraum in Deutschland ein Erdgasgesamtverbrauch der geschützten Kunden von 2.000 Millionen Kubikmeter. Die maximal mögliche Importmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum beträgt 3.960 Millionen Kubikmeter Erdgas, womit der Versorgungsstandard als erfüllt angesehen werden kann.

Exkurs:

Der Verbrauch der österreichischen Netzgebiete (Tirol und Vorarlberg), die nur über das deutsche Gasnetz versorgt werden können, beläuft sich unter den Vorgaben des Versorgungsszenarios a) auf 27 Millionen Kubikmeter und fiel auf den Zeitraum 03.02.2012–10.02.2012. Der Verbrauch der systemrelevanten Gaskraftwerke beläuft sich bezogen auf sieben Tage auf 260 Millionen Kubikmeter. Der nach dieser Sonderbetrachtung abzusichernde Gasbedarf bei extremen Temperaturen an sieben aufeinanderfolgenden Tagen mit Spitzenlast beträgt somit 2.287 Millionen Kubikmeter, rechnet man noch die Mengen der vorgenannten Netzgebiete Österreichs und der systemrelevanten Gaskraftwerke hinzu. Die maximal mögliche Importmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum beträgt 3.960 Millionen Kubikmeter 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 6 Absatz 1 lit b) SoS-VO 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 6 Absatz 1 lit. b) SoS-VO genannten Zeitraum in Deutschland ein Erdgasgesamtverbrauch der geschützten Kunden von 7.478 Millionen Kubikmeter und ist in dem Zeitraum vom 08.01.2006–06.02.2006 angefallen. Die maximal mögliche Grenzübergangsmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum beträgt 16.972 Millionen Kubikmeter Erdgas, womit der Versorgungsstandard als erfüllt angesehen werden kann.

Exkurs:

Der Verbrauch der österreichischen Netzgebiete (Tirol und Vorarlberg), die nur über das deutsche Gasnetz versorgt werden können, beläuft sich unter den Vorgaben des Versorgungsszenarios b) auf 99 Millionen Kubikmeter und fiel auf den Zeitraum 24.01.2012–23.02.2012. Der Verbrauch der systemrelevanten Gaskraftwerke beläuft sich bezogen auf 30 Tage auf 1.113 Millionen Kubikmeter. Der nach dieser Sonderbetrachtung abzusichernde Erdgasbedarf bei einem außergewöhnlich hohen Gasverbrauch über einen Zeitraum von mindestens 30 Tagen beträgt somit 8.690 Millionen Kubikmeter, rechnet man noch analog zu obiger Berechnung die Mengen der vorgenannten Netzgebiete Österreichs und der systemrelevanten Gaskraftwerke hinzu. Die maximal mögliche Importmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum beträgt 16.972 Millionen Kubikmeter 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 6 Absatz 1 lit c) SoS-VO 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 6 Absatz 1 lit. c) SoS-VO genannten Zeitraum ein Erdgasgesamtverbrauch in Deutschland der geschützten Kunden von 5.768 Millionen Kubikmeter, wobei der Zeitraum vom 01.01.2011–30.01.2011 als durchschnittlicher Wintermonat als Grundlage diente. Die maximal mögliche Grenzübergangsmenge an den Grenzübergangspunkten für diesen Zeitraum bei gleichzeitigem Ausfall des Grenzübergangspunktes Mallnow beträgt 14.392 Millionen Kubikmeter Erdgas, womit der Versorgungsstandard als erfüllt angesehen werden kann.

Exkurs:

Der Verbrauch der österreichischen Netzgebiete (Tirol und Vorarlberg), die nur über das deutsche Gasnetz versorgt werden können, beläuft sich unter den Vorgaben Versorgungsszenarios c) auf 77 Millionen Kubikmeter und fiel auf den Zeitraum 23.11.2012–23.12.2012. Der Verbrauch der systemrelevanten Gaskraftwerke beläuft sich bezogen auf 30 Tage auf 1.113 Millionen Kubikmeter. 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 6.958 Millionen Kubikmeter, 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 14.392 Millionen Kubikmeter 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 4: Versorgungsstandard für Deutschland

Szenario	Absicherung der geschützten Kunden
a) extreme Kälte, 7 Tage	✓
b) außergewöhnlicher Gasverbrauch	✓
c) Ausfall größte einzelne Infrastruktur, 30 Tage	✓

4.3 Maßnahmen zur Einhaltung des Versorgungsstandards

- a) Die Risikobewertung zeigt, dass alle Vorgaben der SoS-VO in Deutschland erfüllt werden. Das heißt, 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 Infrastruktur- und Versorgungsstandards sind keine zusätzlichen Maßnahmen erforderlich.**
- b) 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 insbesondere 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 Gasverteilernetzes in einem bestimmten Gebiet und gegebenenfalls der Verbindungsleitungen zu anderen Netzen [vgl. § 3 Nr. 7 EnWG].

Untergroundspeicherbetreiber (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 bilanzielle 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]. Nominiert gegenüber FNB und MGV im Auftrag ihrer TK, ist verantwortlich für die Steuerung der Bilanzkreise, ist 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 Speicherzugangs 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).

5. Präventionsmaßnahmen

Eckpunktepapier Gas

Auf Basis des Ende 2015 veröffentlichten BMWi Eckpunktepapiers „Maßnahmen zur weiteren Stärkung der Erdgasversorgungssicherheit“ (<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.pdf?blob=publicationFile&v=5>) haben die Marktgebietsverantwortlichen zwei kosteneffiziente Maßnahmen zur Stärkung der deutschen Erdgas-Regelenergiemärkte entwickelt. Bei diesen Maßnahmen handelte es sich zum einen um eine Ausweitung der Kontrahierung des bestehenden Regelenergieproduktes Long term options (LTO) sowie zum anderen um die Einführung eines langfristigen Demand-Side-Management-Regelenergieproduktes DSM. Die Ausweitung des Kontrahierungsvolumens dient zur Abdeckung des sehr unwahrscheinlichen Falls, dass die benötigten Regelenergiebedarfe einmal nicht ausreichend über Börsen- oder bilaterale Handelsgeschäfte gedeckt werden können. Hier steht den Netzbetreibern nun ein höheres Volumen an Regelenergievorhalteprodukten zur Verfügung, um Engpässe in ihren Erdgasnetzen zu mindern. Das eigenständige DSM-Produkt wurde mit Wirkung zum 1. Januar 2018 mit dem LTO-Produkt verschmolzen und ist in diesem Zuge als eigenständiges Regelenergieprodukt entfallen. Für das neue LTO-Gesamtprodukt können somit Angebote für eine Leistungsvorhaltung innerhalb einer Regelenergie(teil-)zone abgegeben werden, die im Falle eines Abrufs an allen nominierbaren Ein- und Ausspeisepunkten sowie an RLM-Ausspeisepunkten der jeweiligen Regelenergie(teil-)zone erfüllt werden können. Um die Bereitschaft und operative Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenergiemarkt für industrielle Endverbraucher zu erhöhen, wurde zudem die Anzahl der möglichen Abruftage innerhalb eines Vorhaltezeitraums beschränkt und die Möglichkeit zum Pooling verschiedener Flexibilitätsquellen gegeben. Somit ist der Markt für diese Vorhalteprodukte auch für solche industriellen Letztverbraucher geöffnet, deren Anschluss nicht nur im Fernleitungsnetz, sondern auch im nachgelagerten Gasverteilernetz (Ausspeisernetz) liegt. Darüber hinaus wurden als weiteres nichtstandardisiertes Regelenergieprodukt Short-Term-Balancing-Services (STB) zur Deckung von kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpässen eingeführt. Über das Produkt STB können die MGV im Bedarfsfall auf kurzfristiger Basis ggf. Regelenergiepotenziale erreichen, die Anbieter nicht über die standardisierten Börsenprodukte anbieten (Industriekunden können z. B. Verbrauchsreduzierungen gegen Zahlung eines Arbeitspreises anbieten).

Eine jährliche Evaluierung der Maßnahmen ist im Rahmen des durch die Marktgebietsverantwortlichen zu erstellen den Regelenergieberichts vorgesehen und kann für eine weitere Verbesserung der beiden Maßnahmen genutzt werden.

5.1 Präventionsmaßnahmen der Risiken

5.1.1 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 und die Erhöhung der Attraktivität des L-Gashandels 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.

Der Gesetzgeber hat vor dem Hintergrund der laufenden L-Gas-Marktraumumstellung Änderungen im Energiewirtschaftsgesetz hinsichtlich der Anschlusspflicht für neue Anschlussnehmer im L-Gas-Gebiet vorgenommen und für Betreiber von L-Gas-Versorgungsnetzen die Möglichkeit geschaffen, Neuanschlüsse an das L-Gas-Netz unter gewissen Umständen ablehnen zu dürfen. Die neuen gesetzlichen Regelungen zielen insbesondere auf Neuanschlüsse mit hohem Kapazitätsbedarf ab – Schwierigkeiten im Hinblick auf einen Anschluss von Haushaltskunden an ein Gasnetz sind äußerst unwahrscheinlich – und sind vor dem Hintergrund der geplanten Produktionsabsenkung in den Niederlanden zu sehen. Die deutsche Gaswirtschaft hat den Prozess der sukzessiven Marktraumumstellung frühzeitig begonnen und sich auf die Veränderungen eingestellt. Die Bundesregierung hat das Ansinnen, den L-Gas-Bedarf mitten in der Marktraumumstellung nicht deutlich zu erhöhen. Dies ist sicherlich auch als Ausdruck des umsichtigen und verantwortungsvollen Handelns zu verstehen.

Um eine sukzessive und reibungslose Umstellung der bisherigen L-Gas-Gebiete auf H-Gas zu gewährleisten, hat die Bundesregierung mit dem § 19a EnWG eine umfassende gesetzliche Grundlage geschaffen. Diese beinhaltet u. a. Regelungen zur Wälzung der anfallenden Kosten und zu Kostenerstattungsansprüchen der Eigentümer von Gasendgeräten, Zutrittsrechte für den Netzbetreiber zur Anpassung der Gasendgeräte etc. Im Übrigen enthält die Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber (KoV X) detaillierte Vorgaben zum Umstellungsprozess.

5.1.2 Reversierung der TENP

Die TENP führt auf einer Länge von ca. 500 km durch Deutschland und stellt eine direkte Verbindung zwischen dem niederländischen und belgischen mit dem schweizerischen Gasmarkt her. Auf diesem Wege wird traditionell Gas von den niederländischen und belgischen Handelspunkten nach Süden transportiert. Die TENP ist zudem mit dem MEGAL-System verbunden, über das russisches Gas nach Deutschland gelangt.

Durch die Liberalisierung der Gasmärkte, den steigenden Bedarf in Süddeutschland und die Erschließung südlicher Transportrouten wächst der Bedarf für Transportmöglichkeiten auch in Süd-Nord-Richtung. Daher planen die FNB Open Grid Europe sowie Fluxys TENP die Reversierung der Pipeline. Somit wird in Zukunft die Möglichkeit bestehen, mit dem Ausbau des südlichen Gaskorridors bei Bedarf auch Gas von Italien über die Schweiz in Richtung Deutschland und darüber hinaus zu transportieren. Hierdurch wird eine Diversifizierung der Transportrouten erreicht und die Versorgungssicherheit in Westeuropa gestärkt. Siehe auch Kapitel 7 Seite 38.

5.2 Andere Präventionsmaßnahmen

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 Importrouten 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 ernststen Beeinträchtigungen der Versorgungssicherheit durch den Ausfall einzelner Importlieferinfrastrukturen begrenzt ist.

Um die Widerstandsfähigkeit gegenüber Versorgungskrisen nicht nur zu erhalten, sondern wo notwendig und gesamtwirtschaftlich sinnvoll weiter zu erhöhen und so die Eintrittswahrscheinlichkeit von Versorgungskrisen im Sinne der SoS-VO weiter zu senken, ist eine kontinuierliche enge Zusammenarbeit aller Beteiligten sowie die zeitnahe Umsetzung entsprechender Maßnahmen notwendig. Das betrifft insbesondere den Einsatz marktbasierter Engpassvermeidungsinstrumente, die Stärkung der Kooperationsmöglichkeiten im operativen Netzbetrieb, den Netzausbau, die Einrichtung zusätzlicher grenzüberschreitender Verbindungsleitungen mit Flussumkehrmöglichkeit, den Ausbau von Speicherkapazitäten, die Zusammenarbeit zwischen dem Strom- und Gassektor sowie die Verbesserung der Datengrundlage und -transparenz. 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 Engpasssituationen wird in Kapitel 8 thematisiert.

5.2.1 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 2017 betrug sein Anteil am Primärenergieverbrauch (d.h. der Energiemenge, die in einem Land jährlich insgesamt genutzt wird) 23,8 Prozent. Auch in den nächsten Jahrzehnten 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. Neben den im BMWi Eckpunktepapier benannten Maßnahmen zur weiteren Stärkung der Erdgasversorgungssicherheit in Deutschland tragen dazu auch die Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber im deutschen Fernleitungsnetz bei, mit denen die Transportkapazitäten an Grenzübergangspunkten erhöht werden.

Für einen koordinierten, volkswirtschaftlich sinnvollen Netzausbau sorgt der Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas), der seit 2012 jährlich und seit 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, Speicherung, Import, Export 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.

Derzeit ist der NEP Gas 2018–2028 mit der Versorgungssicherheitsvariante auf Basis der gegenwärtigen temporären Einschränkungen der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem verbindlich. Auf europäischer Ebene erfolgt die Abstimmung der neu geplanten Infrastrukturprojekte von Erdgas im Rahmen des Ten Year Network Development Plan (TYNDP) von dem European Network of Transmission System Operators Gas (ENTSO-G).

Netzentwicklungsplan Gas 2018-2028

Der aktuell gültige Netzentwicklungsplan 2018–2028 weist bis Ende 2028 für Netzausbaumaßnahmen ein Investitionsvolumen von 6,9 Milliarden Euro aus. Damit gehen ein Leitungsausbau von 1.364 km und einen Zubau von 499 Megawatt Verdichterleistung einher. Im Wesentlichen werden die Maßnahmen des NEP Gas 2016–2026 durch die Ergebnisse des NEP Gas 2018–2028 bestätigt. Darüber hinaus sind in der Betrachtung bis 2028 47 zusätzliche Ausbaumaßnahmen erforderlich, die maßgeblich durch den Marktraumumstellungsbedarf aufgrund der sinkenden L-Gas-Importe aus den Niederlanden in den nächsten Jahren, die Berücksichtigung eines erhöhten H-Gas-Bedarfs und eines erhöhten Kapazitätsbedarfs für geplante Reserve-Gaskraftwerke resultieren. Ferner sind einzelne Maßnahmen auf den erhöhten Kapazitätsbedarf im Verteilernetz, insbesondere im süddeutschen Raum, zurückzuführen.

Der NEP Gas 2018–2028 beinhaltet neben der Modellierung der Basis- und Speichervariante weitere Versorgungssicherheitsszenarien. Ein Versorgungssicherheitsszenario widmet sich der L-Gas-Versorgung im Rahmen der Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas. Dabei wurden auf bilanzieller Basis die Markträume für nieder- bzw. hochkalorisches Erdgas unter Gesichtspunkten der Versorgungssicherheit analysiert. Eine weitere Modellierungsvariante aus dem Netzentwicklungsplan 2018–2028 befasst sich mit der temporären Einschränkung der Transportkapazität auf dem TENP-Leitungssystem. Grund dafür sind Korrosionsschäden auf einem Leitungsstrang des TENP-Leitungssystems, die am Grenzübergangspunkt Wallbach zu einer Reduzierung der Transportkapazitäten von etwa 50 Prozent führen. Zur Gewährleistung einer sicheren Wiederinbetriebnahme müssen bis Ende September 2020 weitere Untersuchungen und Reparaturen am Leitungssystem durchgeführt werden. Vor dem geschilderten Hintergrund wurde ein Versorgungssicherheits-Szenario erstellt, welches den theoretisch denkbaren Fall betrachtet, dass die gegenwärtige Transportsituation auf der TENP über den 30. September 2020 hinaus fortbestünde.

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 betroffenen Marktteilnehmer in einem öffentlichen Konsultationsverfahren erarbeitet. Die konkreten Maßnahmen können im NEP Gas 2018–2028 der FNB nachgeschlagen werden (www.netzentwicklungsplan-gas.de).

5.2.2 Grenzüberschreitende Verbindungsleitungen und Gasflüsse

Deutschland verfügt über ein weit verzweigtes Fernleitungsnetz von ca. 38.000 Kilometern Länge, das über 29 Grenzübergangspunkte mit den Fernleitungsnetzen benachbarter Staaten verbunden ist (Zählweise der ENTSOG, siehe Abbildung 4).

Zur Versorgung des deutschen Marktes stehen verhältnismäßig viele Importrouten zur Verfügung (Diversifizierung der Bezugsrouten) und ebenso können auch die angrenzenden Märkte aus Deutschland über verschiedene Wege Gas beziehen. 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 Milliarden Kubikmeter Erdgas aus der Nord Stream abtransportiert werden (32 Milliarden Kubikmeter Transit und 4,5 Milliarden Kubikmeter Ausleitung bei Groß Köris 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 insbesondere für Deutschland, Frankreich und Tschechien, aber auch für die Slowakei, und Österreich und darüber hinaus dar.

Grenzüberschreitende Gasflüsse gibt es mit allen Nachbarstaaten, zudem kommen Gaslieferungen aus Russland und Norwegen über Pipelines ohne Transit durch andere Länder.

Abbildung 4: Das deutsche Fernleitungsnetz und seine Einbindung in die europäische Transportinfrastruktur



Quelle: ENTSOG Mai 2017, Das europäische Erdgasnetz (Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf dem Primärmarkt, Ausschnitt, BMWi)

5.2.3 Länderübergreifende Krisenmanagementübung/Exercise (LÜKEX)

Auf der Grundlage des § 14 Zivilschutz- und Katastrophenhilfegesetz (ZSKG) wurde am 28. und 29. November 2018 die 8. Länderübergreifende Krisenmanagementübung LÜKEX 18 durchgeführt. Die Übung wurde über mehr als zweieinhalb Jahre in über 80 Veranstaltungen mit den Beteiligten vorbereitet und behandelte das Thema einer nationalen Gasmangellage. Im Gegensatz zu einem Stromausfall ist eine großflächige Gasmangellage, mit unmittelbaren Auswirkungen auf private Haushalte, kein abrupt eintretendes, sondern ein sich langsam aufbauendes Ereignis. Erdgasleitungen und Erdgasspeicher wirken bei Lieferausfällen im Erdgasnetz zunächst als Puffer.

Die Übung fand auf Grundlage des Notfallplanes Gas für die Bundesrepublik Deutschland (Stand Dezember 2016) statt. Der Schwere einer Gasmangellage entsprechend wird nach dem Notfallplan Gas zwischen drei Krisenstufen (Frühwarn-, Alarm- und Notfallstufe) differenziert. Da jede dieser drei Stufen in der LÜKEX 18 abgebildet und die dahinterstehenden Prozesse und Verantwortlichkeiten geübt werden sollten, musste sich die Gasmangellage im Szenarioverlauf der LÜKEX 18 sukzessive verschärfen. Um dieses Szenario an zwei Übungstagen abbilden zu können, waren in der Übungsanlage mehrere Zeitsprünge notwendig. Die LÜKEX 18 setzte sich deshalb einschließlich der Planbesprechungen aus vier Übungsabschnitten zusammen, welche in der fiktiven Übungszeit durch drei Zeitsprünge um je mehrere Tage getrennt waren. Die Kernübungszeiten waren am 28. November von 08:00 Uhr bis 18:00 Uhr und am 29. November 2018 von 08:00 Uhr bis 16:00 Uhr.

Im Szenario wurde eine besonders kalte und lange Winterperiode angenommen. Aufgrund dieser extremen Witterung und des damit verbundenen hohen Gasbedarfs sanken rasch die Füllstände der Gasspeicher im Szenario. Hinzukamen viele technische, wirtschaftliche und witterungsbedingte Faktoren, wie z. B. Ausfälle der Gasimporte an Grenzübergangspunkten, die zusammen zu einem Gasengpass führten und die Bundesnetzagentur in die Rolle des Bundeslastverteilers brachten. Neben den von Beginn an betroffenen Industriekunden wurden im weiteren Verlauf der Übung auch vermehrt so genannte „geschützte“ Kunden abgeschaltet. Damit rückte verstärkt der Bevölkerungsschutz in den Vordergrund.

Bereits zu Beginn des Szenarios (fiktiv 30.01.2019) wiesen die süddeutschen Erdgasspeicher einen relativ niedrigen Füllstand von durchschnittlich 40 Prozent auf. Zusätzlich wurden durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) bevorstehende Liefereinschränkungen aus dem Ausland angekündigt.

Im folgenden Szenarioverlauf sanken die Füllstände und somit auch die Ausspeicherleistung der Erdgasspeicher kontinuierlich. Es kam zusätzlich wiederholt zu sich verschärfenden Liefereinschränkungen an Grenzübergangspunkten im so genannten H-Gas-Gebiet. Im Verlauf der Übung wurden alle drei Stufen des Notfallplans festgestellt bzw. ausgerufen.

Mit dem Ausrufen der Notfallstufe am Nachmittag des ersten Übungstages wurde die Bundesnetzagentur zum Bundeslastverteiler und hatte die Aufgabe, den lebenswichtigen Gasbedarf durch hoheitliche Lastverteilung sicherzustellen.

Damit lehnte sich das Szenario der LÜKEX 18 an die realen Gegebenheiten im Februar 2012 an, als es in Teilen Baden-Württembergs und Bayerns aufgrund der außergewöhnlich hohen Auslastung der dortigen Gasversorgungsnetze und der gleichzeitigen Reduzierung der Gaseinspeisungen nach Deutschland zu Versorgungsengpässen gekommen war.

Übungsteilnehmer waren auf Bundesebene das Bundesministerium des Innern, für Bau und Heimat (BMI) sowie das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) mit der nachgeordneten Fachbehörde Bundesnetzagentur (BNetzA). Daneben übten die Bundesländer Baden-Württemberg, Bayern, Berlin, Brandenburg, Hessen, Rheinland-Pfalz, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Thüringen sowie Unternehmen der kritischen Infrastruktur (Fernleitungsnetzbetreiber) und Fachverbände mit. Die EU-KOM hat die Übung beobachtet.

Grundsätzlich hat die Übung gezeigt, dass die vorgesehenen Notfallmaßnahmen und Informationsprozesse im Bereich gaswirtschaftliches Krisenmanagement gut funktionieren. Es wurde allerdings während der umfangreichen Vorbereitungsphase zu LÜKEX 18 und der Übungsdurchführung ein entsprechender rechtlicher Konkretisierungs- bzw. Regelungsbedarf vornehmlich in den Bereichen des EnSiG, der GasS-V aber auch des EnWG identifiziert.

5.2.4 Verbesserung der Datengrundlage und -transparenz

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, sich abzeichnende mengenbedingte und kapazitative Engpässe frühzeitig zu erkennen und diese den Marktparteien unverzüglich zur Verfügung zu stellen, 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.

Mithilfe dieses abgestimmten und etablierten Prozesses kann die BNetzA auch die Verpflichtung des BMWi zum Informationsaustausch mit der EU-Kommission während eines Notfalls nach Art. 14 Abs. 1 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. 14 Abs. 1 lit. a) SoS-VO miteinbezogen werden können.

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

5.2.5 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. Gaskraftwerke, die über keine festen, sondern unterbrechbare Kapazitäten verfügten, wurden zur Engpassbeherrschung im Gasnetz vorübergehend vorbeugend vom Gasnetz genommen und verschärften somit die Engpasssituation im Stromnetz.

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. § 13f Abs. 1 EnWG). Diese Regelung bedeutet keine Gleichstellung der systemrelevanten Gaskraftwerke mit den geschützten Kunden im Sinne des Art. 2 der VO (EU) Nr. 2017/1938.

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 § 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 (ÜNB und FNB) 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.

6. Sonstige Maßnahmen und Verpflichtungen

Herauszuheben sind insbesondere 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

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. 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 geschützten Kunden zu berücksichtigen. Vor allem im Falle der Gefahr von Engpässen in der Gasversorgung müssen der Netzbetrieb sowie die Vergabe und Planung von Kapazitäten einschließlich Transitzkapazitäten so durchgeführt werden, dass die Versorgungssicherheit der geschützten Kunden 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 Speichereinrichtungen.
- **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.

- **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. 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 X ist zum 1.10.2018 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.

Darüber hinaus ist festzuhalten, dass alle Betreiber von Gasinfrastrukturen und Händler ein großes eigenes Interesse an der Aufrechterhaltung der Gasversorgungssicherheit haben. Hierzu haben sie vielfältige Vorsorgemaßnahmen in ihren jeweiligen Netzgebieten bereits implementiert. Wartungsmaßnahmen erfolgen regelmäßig.

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 Durchführung der 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 5.

Tabelle 5: Überblick über Zuständigkeiten gemäß SoS-VO

Verpflichtung	Gemäß SoS-VO	Zuständige Behörde	Gesetzliche Ausgestaltung in Deutschland
Infrastrukturstandard	Art. 5 Abs. 1	BMWi	§ 54a EnWG
Versorgungsstandard	Art. 6 Abs. 1	BNetzA	§ 53 a EnWG
Risikoanalyse	Art. 7 Abs. 2	BNetzA	§ 54a EnWG
Präventionsplan/Notfallplan	Art. 8 Abs. 2	BMWi	§ 54a EnWG
Solidarität	Art. 13 Abs. 1	BMWi	§ 54a EnWG
Informationspflicht	Art. 14 Abs. 1, 6, 10	BMWi	§ 53b EnWG, § 95 (1c) EnWG
Sicherstellung der Umsetzung	Art. 3 Abs. 2	BMWi	§ 54a EnWG

7. Infrastrukturprojekte

Im Folgenden wird eine Übersicht über die wichtigsten Netzausbaumaßnahmen im Gasnetz dargestellt, die seit der letzten Risikobewertung in 2016 realisiert wurden oder Bestandteil des aktuell gültigen Netzentwicklungsplans Gas 2018–2028 sind und zur Versorgungssicherheit beitragen.

Nordschwarzwaldleitung (2016)

Die 71 Kilometer lange Nordschwarzwaldleitung liegt im süddeutschen Bereich der Netzbetreiber Fluxys TENP, Open Grid Europe und terranets bw. Die Leitung führt zur Erhöhung von Transportkapazitäten in Süddeutschland und wurde von terranets bw bis 2016 gebaut. In Baden-Württemberg schließt die Nordschwarzwaldleitung an die bestehende Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) an, die Gas von den Niederlanden bis in die Schweiz und nach Italien – sowie zukünftig auch in die entgegengesetzte Richtung – transportiert. Für die in Süddeutschland liegenden Gaskraftwerke und Verteilernetze bedeutet die Nordschwarzwaldleitung eine wesentliche Erhöhung von Kapazitäten.

MONACO I (2017)

Die Monaco I trägt seit dem Winter 2017/2018 zur Entlastung von Transportengpässen im süddeutschen Raum bei. Die 86,7 km lange Leitung verläuft von Burghausen an der österreichischen Grenze nach Finsing. Zu ihren Auswirkungen zählen die Erhöhung der Überspeisekapazität zwischen den FNB Open Grid Europe und bayernets, die Erhöhung von Transportkapazitäten zu den Speichern 7Fields und Haidach und eine Erhöhung der Exit-Kapazitäten für nachgelagerte Netzbetreiber. Zu erwähnen ist ferner, dass die Monaco I auch der Absicherung des Erdgasbedarfs in Deutschland durch Verbindung internationaler Transportleitungen dient.

Leitungen Schwandorf-Forchheim (2017) und Forchheim-Finsing (2018)

Parallel zum bestehenden Leitungssystem in Bayern erweiterte der FNB Open Grid Europe das bestehende Transportsystem um Loopeleitungen von Schwandorf nach Forchheim sowie von Forchheim nach Finsing. In Betrieb genommen wurden die 62 und 78 Kilometer langen Leitungen 2017 bzw. 2018. Die Leitungen tragen zur Verbesserung der Kapazitätssituation in Bayern und der Anbindung der Speicher 7Fields und Haidach bei.

Verdichterstation Rothenstadt (2018)

Zum Winter 2018/19 haben GRTgaz Deutschland und Open Grid Europe die neue Verdichterstation Rothenstadt am MEGAL-Leitungssystem in Betrieb genommen. Die neue Station hat drei Verdichtereinheiten mit einer Gesamtleistung von 45 Megawatt. Die Station ist zur Verdichtung von aus dem Osten kommenden Gasmengen der MEGAL I und MEGAL II in Richtung Westen sowie zur Erhöhung des Drucks für die Übergabe von Teilmengen nach Süden in Richtung Schwandorf bzw. München vorgesehen. Mit der neuen Verdichterstation Rothenstadt wird die erforderliche Erhöhung der Überspeisekapazitäten der Open Grid Europe mit bayernets sowie die Bereitstellung der erforderlichen Transportkapazitäten der Speicher Haidach, 7Fields und Inzenham sichergestellt.

VDS Werne (2017)

Die Verdichterstation Werne bildet im deutschen Fernleitungsnetz einen zentralen Knotenpunkt, an dem Leitungen aus verschiedenen Richtungen zusammenlaufen. Der FNB Open Grid Europe arbeitet derzeit an einer Reversierung der Verdichterstation, sodass in Zukunft Gasflüsse auch in Süd-Nord-Richtung möglich werden. Die Inbetriebnahme der Maßnahme erfolgte Ende 2017. Hierdurch werden unter anderem verbesserte Überspeisekapazitäten in Richtung Dänemark sowie zwischen den Netzbetreibern Open Grid Europe und Thyssengas geschaffen, sodass die Versorgungssicherheit steigt. Gleichzeitig spielt die Maßnahme eine wichtige Rolle bei der Umstellung von Netzgebieten von L- auf H-Gas.

Konvertierungsanlage Rehden (2016/2021)

Anfang 2016 hat der FNB Nowega eine Konvertierungsanlage in Rehden in Betrieb genommen, mit der H-Gas in L-Gas umgewandelt werden kann. Im Netzgebiet der Nowega befinden sich wichtige deutsche L-Gas-Vorkommen. In der L-/H-Gas-Umstellungsplanung der deutschen FNB ist vorgesehen, diese deutschen Gasvorkommen vollständig zu nutzen. Zu diesem Zweck ist es vorgesehen, Netzgebiete im Bereich der Nowega noch über 2030 hinaus mit L-Gas zu versorgen. Allerdings ist die Produktion vor Ort nicht ausreichend, um alle Verbrauchsspitzen über das gesamte Jahr abzudecken. Mithilfe der Konvertierungsanlage kann H-Gas in diese Netzgebiete eingespeist und, umgewandelt in L-Gas, zur Spitzenlastabdeckung verwendet werden.

Die bestehende Konvertierungsanlage wird durch Nowega derzeit um eine Vor-Ort-Stick Stickstofferzeugungsanlage erweitert. Hiermit ist es ab Inbetriebnahme 2021 möglich, zusätzliche 1 GWh/h Leistung zu konvertieren. Durch die Vor-Ort-Erzeugung des Stickstoffs wird auch der Betrieb in Mittellastzeiten möglich. Die maximale Konvertierungsleistung steigt somit von 1,4 GWh/h, auf 2,4 GWh/h wobei die bereits bestehenden 1,4 GWh/h weiterhin ausschließlich zur Spitzenlastabdeckung verwendet werden.

VDS Wertingen (2019)

Der Netzbetreiber bayernets plant am Standort Wertingen den Neubau einer Verdichterstation mit drei Verdichtereinheiten. Diese soll ab Ende 2019 zur Verbesserung der Versorgungssituation im süddeutschen Raum beitragen. Durch die Maßnahme erhöhen sich die Überspeisekapazitäten zwischen den Netzbetreibern Open Grid Europe, bayernets und terranets bw. Somit können die bestehenden Speicher 7Fields und Haidach besser angebunden werden und auch die Kapazitätssituation für Verteilnetzbetreiber wird verbessert.

Reversierung TENP (2020)

Durch die Liberalisierung der Gasmärkte und die Erschließung südlicher Transportrouten wächst der Bedarf für Transportmöglichkeiten auch in Süd-Nord-Richtung. Daher planen die FNB Open Grid Europe sowie Fluxys TENP die Reversierung der Pipeline. Somit wird in Zukunft die Möglichkeit bestehen, mit dem Ausbau des südlichen Gas-korridors bei Bedarf auch Gas von Italien über die Schweiz in Richtung Deutschland und darüber hinaus zu transportieren. Hierdurch wird eine Diversifizierung der Transportrouten erreicht und die Versorgungssicherheit in West-europa gestärkt.

Zur Reversierung der Pipeline ist die Reversierung der Verdichterstation Hängelheim sowie die Errichtung einer Deodorierungsanlage an der schweizerisch-deutschen Grenze notwendig. Die Inbetriebnahme ist für Ende 2020 geplant.

NOWAL (2017)

Der FNB GASCADE baute die 26 km lange Nord-West-Anbindungsleitung (NOWAL) von Rehden nach Dronne die dazu dient, die von Norden – beispielsweise aus den Niederlanden oder der Nord Stream – kommenden Gasmengen in Richtung der deutschen Verbrauchsschwerpunkte zu transportieren. Hierdurch können auch die Übergabekapazitäten aus dem GASPOOL-Marktgebiet in das NCG-Marktgebiet erhöht werden. Die Leitung ist Ende 2017 in Betrieb genommen worden.

Reversierung Verdichterstation Waidhaus (2017)

Die Verdichterstation Waidhaus befindet sich an der deutsch-tschechischen Grenze. Bislang wird hier aus der Tschechischen Republik kommendes Gas in die MEGAL eingespeist und nach Westen ins NCG-Marktgebiet weitertransportiert. Die FNB Open Grid Europe und GRTgaz Deutschland ermöglichen durch den Aus- und Umbau der Verdichterstation eine Flussumkehr von Deutschland in die Tschechische Republik. Somit ist der Grenzübergangspunkt Waidhaus zukünftig bidirektional zu nutzen und Gas z.B. aus den Niederlanden oder aus den Speichern an der

deutsch-österreichischen Grenze kommend in Richtung Zentral- und Osteuropa zu transportieren. Dadurch erhöht sich die Versorgungssicherheit in Zentral- und Osteuropa. Die Inbetriebnahme erfolgte Ende 2017.

Die Parallelleitung zur MEGAL BIS stärkt eine wichtige Nord-Süd-Verbindung im deutschen Gasnetz und schafft neben der Versorgung lokaler Abnehmer (Industriekunden, Gaskraftwerke) in Bayern zusätzliche Transportkapazitäten nach Österreich.

8. Gemeinwirtschaftliche Verpflichtungen im Zusammenhang mit der Versorgungssicherheit

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.

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 mit Unterstützung der zuständigen Behörden. Die Netzbetreiber bringen im Rahmen der Konsultationen zum nationalen Netzentwicklungsplan ihre Überlegungen zum Ausbau der Infrastruktur ein.

Darüber hinaus wird auf die Zusammenarbeit innerhalb der jeweiligen Risikogruppen verwiesen und auf das entsprechende Kapitel 10 Regionale Dimension.

9. Konsultation der Interessenträger

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, der Schweiz, Schwedens und der Slowakei.

10. Regionale Dimension

10.1 Summary of the Risk Assessment of the Baltic Sea Risk Group

According to the regulation, each Member State shall ensure that in the event of a disruption of the single largest infrastructure the necessary measures are taken in order to continue to supply the market. This is the infrastructure criterion. With its geographical location in the middle of Europe, Germany plays a central role as a consumer and transmission country, hence Germany is a member of seven risk groups and chairs the Baltic Sea Risk Group.

Baltic Sea Risk Group

The Baltic Sea risk group is chaired by Germany and made up of the following countries: Austria, Belgium, Czech Republic, Denmark, France, Germany, Luxembourg, the Netherlands, Slovakia, Sweden.

The description of the gas infrastructures in the various Member States reveals a tightly meshed gas infrastructure in this region. This risk group has a variety of supply sources and routes at its disposal.

The risk group possesses considerable storage capacity. Germany alone has more than 40 gas storage facilities and the second highest storage capacities in Europe (if Ukraine is included). In combination with the storage capacities in the other countries in this area, this region is capable of ensuring a very high level of security of supply.

Further to this, a considerable amount of investment is currently planned in the region (Chapter 7). The majority of the investment in Germany will have a direct and positive impact on the interconnection capacities with neighbouring Member States. Additional transport capacities have a positive effect on the trading markets, since different transport routes and supply sources can be used.

The trading markets in this region are also characterised by a high level of liquidity, which also has a positive impact on security of supply. The Title Transfer Facility (TTF) in the Netherlands and the two German market areas, Gaspool and Net Connect Germany (NCG), are trading places with some of the highest liquidity in Europe.

The region meets the N-1 standard. The calculation of the N-1 standard has been undertaken for the two leading entry points into the region, Greifswald and Velke Kapusany. Both calculations show that the N-1 standard is well above 100%. This will improve further in the future as a host of infrastructure measures will be realised which will further increase the import capacities.

The risk group has not identified a risk to which it feels particularly exposed. Risks do of course exist, particularly technical ones which cannot be entirely excluded, as was shown in 2017 by the Baumgarten incident. But at the same time one has to say that the gas infrastructure in this region displays a high level of resilience due to significant redundancies. The scenarios defined in this risk group cover the widest possible range of disruption, irrespective of the risk event triggering the disruption.

The analysis has shown that all the Member States in this risk group are capable of coping with the defined disruption to supply and interruption scenarios without external support, i.e. using the infrastructure available to them and by using alternative sources of gas, such as liquefied natural gas (LNG), without any impact on supply being expected. Furthermore, the Member States in this risk group are not reliant on support from neighbouring countries, and no crossborder effects or repercussions have been identified.

The resilience of this risk group to exogenous supply shocks is bolstered by domestic production, alternative gas imports, existing storage capacities and liquid and developed gas markets. Supply can be maintained even in the case of extreme scenarios.

10.2 Calculation of the infrastructure standard for the risk group Baltic sea

For the calculation of the N-1 standard it is assumed that the entire region is seen as one “calculated area”. This means that only the entry points connecting the region with countries outside the region are taken into account. Capacities at cross-border points inside the region are not included.

N – 1 - Standard

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

Where:

EP_m : technical capacity of entry points, other than production, LNG and storage facilities, means the sum of the technical capacity of all border entry points capable of supplying gas to the calculated area

P_m : maximal technical production capacity

S_m : maximal technical storage deliverability

LNG_m : maximal technical LNG facility capacity

I_m : technical capacity largest gas infrastructure

D_{max} : 1 in 20 gas demand

D_{eff} : market-based demand-side response

The single largest infrastructure in this region is the Slovakian entry point Velke Kapusany. The analysis we will conduct further focuses on the Greifswald entry point, which is slightly smaller than Velke Kapusany. The calculation of N-1 will be performed for both entry points.

Tabelle 6: Entries for the N – 1 formula by each Member State

Member State [GWh/d]	EP_m	P_m	S_m	LNG_m	I_m	D_{max}	D_{eff}
Austria	0,0	40,4	470,6	0,0		595,2	0,0
Belgium	1.247,5	0,0	169,5	461,6		1.356,8	0,0
Czech R.	0,0	4,3	754,9	0,0		709,4	
Denmark	0,0	12,1	196,0	0,0		236,0	0,6
Germany	3.915,3	272,5	7.453,0	0,0	776,0	5.202,0	0,0
France	795,0	0,0	2.400,0	1		4.020,0	0,0
Luxembourg	0,0	0,0	0,0	0,0		52,0	0,0
Netherlands	2.266,0	2.156,0	3.421,0	399,0		3.678,0	0,0
Slovakia	2.204,8	2,1	560,2	0,0	028,0	470,9	0,0
Sweden	0,0	1,9	0,0	0,0		78,0	0,0
Σ Sum	10.428,6	2.489,3	15.425,2	2190,6	804,0	16.398,3	0,6

Tabelle 7: N – 1: Single largest infrastructure

N-1 for region with failure of:	EPVK [GWh/d]	P _m [GWh/d]	S _m [GWh/d]	LNG _m [GWh/d]	I _m [GWh/d]	D _{max} [GWh/d]	D _{eff} [GWh/d]
Velke Kapusany (SLO)	9.168,1	2.478,2	15.245,4	2.190,6	3.804,0	16.187,8	0,5

$$N - 1 [\%] = \frac{11.372,9 + 2.478,2 + 15.245,4 + 2.190,6 - 2.028,0}{16.187,8 - 0,5} * 100 = 203 \%$$

Tabelle 8: N – 1: Second single largest infrastructure

N-1 for region with failure of:	EPVK [GWh/d]	P _m [GWh/d]	S _m [GWh/d]	LNG _m [GWh/d]	I _m [GWh/d]	D _{max} [GWh/d]	D _{eff} [GWh/d]
Greifswald (D)	9.596,9	2.478,2	15.245,4	2.190,6	3.804,0	16.187,8	0,5

$$N - 1 [\%] = \frac{11.372,9 + 2.478,2 + 15.245,4 + 2.190,6 - 1.776,0}{16.187,8 - 0,5} * 100 = 206 \%$$

Tabelle 9: N – 2: the two single largest infrastructures

N-1 for region with failure of:	EPVK [GWh/d]	P _m [GWh/d]	S _m [GWh/d]	LNG _m [GWh/d]	I _m [GWh/d]	D _{max} [GWh/d]	D _{eff} [GWh/d]
Velke Kapusany (SLO) + Greifswald (D)	7.568,9	2.478,2	15.245,4	2.190,6	3.804,0	16.187,8	0,5

$$N - 2 [\%] = \frac{11.372,9 + 2.478,2 + 15.245,4 + 2.190,6 - (2.028,0 + 1.776,0)}{16.187,8 - 0,5} * 100 = 193 \%$$

The common risk group infrastructure consists of several operational facilities. Even with the failure of the two largest infrastructures, the resulting figure from the N-1 formula remains distinctly above 100%. This proves that the security of gas supply does not depend on a few large facilities because the extensive infrastructure offers more possibilities to transport and distribute gas.

10.3 Cooperation between Member States

A cooperation mechanism has been drawn up pursuant to Art.8(4) SoS Regulation. It basically provides for all forms of communication to be used for the cooperation within the risk group. Conference calls have proved to be an efficient method. Prior to a conference, the chair presents a proposal for discussion during the conference. Objections and requests for changes which affect all Member States equally are resolved if possible in consensus. In terms of crisis prevention, it is important to have expert contacts in order to avert harm by engaging in an early and transparent exchange of information. It has proved worthwhile also to use these forms of cooperation for the drafting of the preventive action and emergency plans in order to facilitate contacts in a crisis.

Crisis prevention is in principle a national responsibility; consultations take account of cross-border issues. In order to be able to take measures to maintain security of supply in neighbouring member states on a cross-border basis in the case of a crisis, it is urgently necessary to engage in advance in cross-border coordination between the relevant German and neighbouring TSOs at the respective international IPs, if necessary with the backing of the competent authorities. In particular, a common understanding of the handling of crisis levels and resulting measures should be reached, so that crisis management can be undertaken in line with the SoS Regulation in the case of a bottleneck, particularly where there is a shortage on both sides, and the burden of the measures can be distributed equally (i.e. on a nondiscriminatory basis).

The TSOs also involve neighbouring cross-border system operators in their considerations about the expansion of infrastructure in the context of the consultations on the Network Development Plan.

10.4 Preventive measures

The risk analysis has shown that the risk of a disruption to supply in the Baltic Sea risk group – caused by technical failure – is predictable. Nevertheless, it is important to continue to ensure that the system is reliably maintained and secure.

The German Network Development Plan Gas (NDP) plays an important role in ensuring of an orderly gas supply – including in the international context. It must contain all the effective measures which are technically required in the coming ten years for a secure and reliable operation of the system. These include:

- the needs-based optimisation and strengthening of the grid
- the needs-based expansion of the grid
- the maintaining of security of supply

It thus makes a major contribution towards ensuring security of supply throughout the Baltic Sea region.

In particular, the NDP contains all the grid expansion measures which must be undertaken in the coming three years, including the timetables necessary for the implementation. The NDP is a key element for Germany, as a central transit country for gas flows. All the members of the Baltic Sea risk group – like other neighbours of Germany – depend on Germany's security of supply and benefit from a high standard of planning. The ever-broader updating of the NDP is an indispensable element of this.

In order to enable the German TSOs to continue to fulfil their responsibility for a secure and reliable operation of the grid in future, they are required to produce a joint Network Development Plan in every even calendar year and to present it to the Bundesnetzagentur, the competent regulatory authority, by 1 April (Section 15a Energy Industry Act). This Network Development Plan is based on the scenario framework, and the TSOs must use this framework as they draw up the Plan (Section 15a subsection 1 sentence 4 Energy Industry Act).

The scenario framework must include appropriate assumptions about the development of gas production, supply, consumption and exchange with other countries. Also, the TSOs must take account of planned investment projects in the regional and EU grid infrastructure, in storage facilities and in LNG regasification facilities. Finally, they must include the effects of possible disruption to supply.

In order to identify these measures, the Energy Industry Act requires that the German TSOs model the German long-distance gas grids when they draw up the Network Development Plan. This procedure guarantees not only the security of gas supply in Germany but also for their neighbouring countries.

11. Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

Abbildung 1: Erdgasabsatz nach Verbrauchergruppen (2008–2018).....	8
Abbildung 2: Karte der deutschen Erdgasspeicher.....	12
Abbildung 3: Entwicklung der inländischen Erdgasförderung.....	13
Abbildung 4: Das deutsche Fernleitungsnetz und seine Einbindung in die europäische Transportinfrastruktur.....	31
Tabelle 1: Entwicklung des Primärenergieverbrauchs in 2008 bis 2018 in Petajoule.....	7
Tabelle 2: Nettostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern.....	14
Tabelle 3: Bidirektionale Kapazitäten.....	21
Tabelle 4: Versorgungsstandard für Deutschland.....	22
Tabelle 5: Überblick über Zuständigkeiten gemäß SoS-VO.....	36
Tabelle 6: Entries for the N – 1 formula by each Member State.....	43
Tabelle 7: N – 1: Single largest infrastructure.....	44
Tabelle 8: N – 1: Second single largest infrastructure.....	44
Tabelle 9: N – 2: the two single largest infrastructures.....	44