



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

Versorgungssicherheit bei Erdgas

Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG

Impressum

Herausgeber

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

Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

Stand

Juli 2017

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



Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



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

Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

Inhalt

A. Einleitung	2
B. Rechtliche Grundlagen der Versorgungssicherheit	3
1. Nationale Vorgaben.....	3
2. EU-Vorgaben.....	4
C. Internationale und nationale Gasmärkte	5
1. Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation.....	5
2. Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa.....	7
3. Erdgasversorgung in Deutschland.....	8
3.1. Nachfrageentwicklung.....	8
3.2. Gasangebot.....	10
3.2.1. Erdgasgewinnung im Inland.....	10
3.2.2. Erdgasimporte.....	10
3.3. Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung.....	11
3.3.1. Diversifikation der Bezugsquellen.....	11
3.3.2. Diversifikation der Importinfrastruktur.....	11
3.3.3. Inlandsförderung.....	13
3.3.4. Langfristige Gasimportverträge.....	14
3.3.5. Speicher und inländische Netzinfrastruktur.....	14
3.3.6. Inländische Infrastrukturinvestitionen.....	18
3.3.7. Energieaußenpolitik.....	20
4. Technische Sicherheit.....	21
4.1. Qualität der Netze.....	21
4.2. Analyse von Netzstörungen.....	21
4.3. Versorgungsunterbrechungen.....	23
D. Zusammenfassung	24
Anlage: Abkürzungsverzeichnis	25

A. Einleitung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) führt gemäß § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG) ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch. Der Monitoring-Bericht zur Versorgungssicherheit im Erdgasbereich ist zum 31. Juli eines jeden Jahres zu erstellen und unverzüglich der Europäischen Kommission (EU-KOM) zu übermitteln (§ 63 Abs. 2 EnWG). Diese Berichtspflicht basiert auf Vorgaben der Europäischen Union (EU) in Art. 5 der Richtlinie 2009/73/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/55/EG.

Für die nächsten Jahrzehnte wird Erdgas als Übergangsenergeträger von fossilen zu erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag leisten. Der weitaus wichtigste Markt für Erdgas ist nach wie vor der Wärmemarkt. Erdgas ist heute allerdings nicht auf die Erzeugung von Wärme beschränkt. Erdgas zeichnet sich auch als flexibler und vielfältiger Energieträger für die Stromerzeugung, die Speicherung von Energie und mit Blick in die Zukunft auch als Ausgleichsspeicher für regenerativen Strom sowie als Energieträger für Mobilität aus. Erdgas ist im Vergleich zu anderen fossilen Energieträgern klimafreundlicher, da der Einsatz mit geringeren CO₂-Emissionen einhergeht.

Eine Störung der Gasversorgung kann zu gravierenden wirtschaftlichen Schäden und zur Beeinträchtigung der Lebensqualität der Bürgerinnen und Bürger Deutschlands und Europas führen. Der Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit kommt daher eine wichtige Bedeutung zu. Die Liberalisierung des Erdgasmarktes in der EU hat hier zu neuen Herausforderungen geführt. Der hohe Stellenwert einer ausreichenden Vorsorge war im Zusammenhang mit dem russisch-ukrainischen Gasstreit im Januar 2009 oder der regional schwierigen Versorgungssituation in Deutschland im Februar 2012 deutlich geworden. Im Berichtszeitraum kam es in Deutschland zu keinen nennenswerten Versorgungsengpässen.

Mit dem durchzuführenden jährlichen Monitoring wird unter Berücksichtigung der nationalen und internationalen Marktgegebenheiten die bestehende Versorgungslage und deren Entwicklung untersucht. Wegen der zunehmenden Globalisierung und des steigenden internationalen Gas-Verteilungswettbewerbs ist eine Verengung auf einen rein nationalen Fokus nicht sachgerecht.

Ein frühes Erkennen eventueller Defizite ist im Gasbereich von hoher Bedeutung, da die erforderlichen hohen Investitionen in Exploration, Produktion und Infrastruktur regelmäßig erhebliche Vorlaufzeiten benötigen, bevor sie marktwirksam werden. Demzufolge sind frühzeitig Weichenstellungen erforderlich, um Gasversorgungslücken nicht entstehen zu lassen. Zwar gibt es im Gasbereich – anders als im Strombereich – alternative Energieträger, die Gas in den Bereichen, in denen es verwendet wird, ersetzen können. Dieses gilt insbesondere im Hauptverwendungsbereich Wärmemarkt. Allerdings sind Umstellungsprozesse nicht immer kurzfristig möglich und in aller Regel kostspielig. Insofern hat die Vermeidung von Versorgungslücken auch im Gasbereich hohe Priorität.

Dieser Monitoring-Bericht soll im Wesentlichen anhand der im § 51 Abs. 2 EnWG beispielhaft genannten Kriterien aufzeigen, ob weitere Weichenstellungen zur Sicherung der Gasversorgung notwendig sind.

B. Rechtliche Grundlagen der Versorgungssicherheit

In Deutschland ist die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung primär eine Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. An diesem Grundprinzip hat sich auch im Rahmen europäischer Vorgaben, verbunden mit einem Übergang von einer zwar privatwirtschaftlich organisierten, aber monopolistischen Versorgungsstruktur zu einer wettbewerblichen Organisation des Gasmarktes, nichts geändert.

1. Nationale Vorgaben

Nach §§ 1 und 2 EnWG sind die Energieversorgungsunternehmen unter anderem verpflichtet, eine sichere leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit zu gewährleisten. Diese Verpflichtung zur sicheren Versorgung wird weiter konkretisiert in den §§ 15, 16, 16a und §§ 49 ff. EnWG. Auf dieser Basis haben grundsätzlich die Unternehmen, insbesondere die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Betreiber von Gasverteilnetzen (VNB), die Aufgabe, Gefährdungen oder Störungen durch netz- und marktbezogene Maßnahmen zu beseitigen. Dabei kommt § 53a EnWG insofern herausgehobene Bedeutung zu, als die von den Gasversorgungsunternehmen direkt belieferten Haushaltskunden und Fernwärmeanlagen – soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern – als besonders schützenswert herausgestellt werden. Für diese Kunden gelten besondere Versorgungsstandards.

Für den Fall eines extremen Versorgungsnotfalls sind ergänzend zu den marktbasieren Maßnahmen hoheitliche Eingriffsrechte der zuständigen Behörden möglich. Auf nationaler Ebene sind entsprechende hoheitliche Maßnahmen der Länder und der Bundesnetzagentur (BNetzA) im Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (Energiesicherungsgesetz 1975 – EnSIG) und der Gassicherungsverordnung (GasSV) verankert.

Am 1. Januar 2013 trat das „Dritte Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften“ in Kraft, das neue Regelungen zur Versorgungssicherheit beinhaltet und eine integrierte Betrachtung der Gas- und Stromnetze sicherstellt. Für die Versorgungssicherheit im Bereich Gas ist vor allem der neu geschaffene § 16 Abs. 2a EnWG von Bedeutung. Dieser sieht im Kern vor, dass der Betreiber des Stromübertragungsnetzes im Falle eines Versorgungsengpases im Strom- und Gasbereich eine Güterabwägung der möglichen Schäden und weiteren Folgen bei eventuell

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 (MW) als „systemrelevant“ (für eine maximale Dauer von jeweils 24 Monaten) erfolgt dabei durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) und muss von der BNetzA gebilligt werden (vgl. § 13c Abs. 1 EnWG). Bis heute wurde seit der Einführung des dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften noch kein Gebrauch von der Notfallmaßnahme gemacht.

Mit Wirkung vom 1. Januar 2017 trat der revidierte § 19a EnWG in Kraft. Er regelt die rechtlichen Grundlagen der sogenannten Marktraumumstellung, wonach bis 2030 fast alle mit niederkalorischem L-Gas versorgten Verbraucher im Bundesgebiet auf das höherkalorische H-Gas umgestellt werden. Die Umstellung ist aufgrund sinkender Eigenproduktion und sinkender Einfuhren von L-Gas aus den Niederlanden erforderlich. Nach § 19a EnWG sind die Netzbetreiber für die Marktraumumstellung verantwortlich, einschließlich der Anpassung der Gasgeräte an die neue Gasqualität. Die anfallenden, notwendigen Kosten der Umstellung können jedoch auf die Gaskunden in ganz Deutschland gewälzt werden.

Die Neuregelung räumt den Eigentümern von Gasgeräten einen Kostenerstattungsanspruch in Höhe von 100 Euro ein, wenn sie im Zuge der Marktraumumstellung ein – in der Regel effizienteres – Neugerät anschaffen, das nicht mehr angepasst werden muss. § 19a EnWG wählt dabei einen kosten- und technologieneutralen Ansatz. Die Erstattung ist kein Zuschuss, sondern kehrt nur die Einsparungen des Netzbetreibers aus, weil das Gerät nicht mehr angepasst werden muss. Die Kostenerstattungsansprüche entstehen auch dann, wenn sich der Eigentümer für nicht gasbetriebene Geräte, wie eine Elektrowärmepumpe oder einen -herd, entscheidet. In wenigen Fällen sind Gasgeräte technisch nicht anpassbar. Dies gilt insbesondere für sehr alte Geräte und Produkte von Herstellern, die nicht mehr auf dem deutschen Markt vertreten sind. Um die Härte einer zwingend erforderlichen Neuinvestition für eine neue Heizung abzufedern, wurde die Gasgerätekostenerstattungsverordnung (GasGKERstV) geschaffen. Hiernach kann an Eigentümer von technisch nicht anpassbaren Gasheizungen ein zusätzlicher Kostenerstattungsanspruch ausgekehrt werden, wenn ihre Gasheizung nicht älter als 25 Jahre ist.

2. EU-Vorgaben

Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung [SoS-VO] sieht im Rahmen eines zweistufigen Verfahrens die Aufstellung einer Risikoanalyse sowie darauf aufbauend die Erstellung und Veröffentlichung nationaler Präventions- und Notfallpläne vor. Das BMWi ist zuständige Behörde für die Sicherstellung der Umsetzung der SoS-VO. Gemäß SoS-VO ist eine regelmäßige Aktualisierung der Pläne vorgesehen (alle zwei Jahre). Die deutschen Pläne wurden zuletzt im Dezember 2016 der EU-KOM notifiziert. Sie sind auf der Webseite des BMWi veröffentlicht.¹ Im Lichte der Ukraine-Krise wurde auf EU-Ebene ein umfassender Stresstest zur Gasversorgungssicherheit durchgeführt. Auch Deutschland hatte hierzu beigetragen. Der Ergebnisbericht der EU-KOM führte aus, dass Deutschland aufgrund seiner diversifizierten Importinfrastruktur und der großen Speicherkapazitäten gut vorbereitet ist und Lieferunterbrechungen ausgleichen kann. Eine sehr lang andauernde Unterbrechung aller russischen Gaslieferungen würde hingegen letztlich auch in Deutschland ab einem bestimmten Zeitpunkt zu einer Einschränkung der Gasversorgung führen.

Die EU-KOM hat im Herbst 2014 ihre bisherigen Erfahrungen bei der Implementierung der SoS-VO evaluiert. Sie kam zu dem Ergebnis, dass die Verordnung novelliert werden sollte. In diese Entscheidung flossen nicht nur Erkenntnisse aus den EU-Gasstresstests, sondern auch vielfältige praktische Erfahrungen und Erkenntnisse aus der Umsetzung ein. Die EU-KOM hatte am 16. Februar 2016 einen Verordnungsentwurf zur Novellierung der SoS-VO vorgelegt. Das Europäische Parlament und der Rat haben sich gemeinsam mit der Europäischen Kommission auf einen Kompromiss geeinigt. Dieser soll formell im Herbst 2017 verabschiedet werden. Er sieht einen risikobasierten Ansatz vor, wonach von bestimmten Versorgungsrisiken betroffene Regionen in Europa gemeinsam bestehende Risiken analysieren und länderübergreifend einzudämmen versuchen. Darüber hinaus ist erstmalig geregelt, unter welchen Bedingungen die Mitgliedstaaten einander in Krisenfällen solidarische Hilfe leisten.

Mit dem Dritten Binnenmarktpaket wurde ein Planungsinstrument für den Aufbau und den Erhalt einer Netzinfrastruktur geschaffen, die für die Verwirklichung eines einheitlichen EU-Binnenmarktes notwendig ist. Demnach müssen die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) den Regulierungsbehörden regelmäßig einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorlegen. Entsprechend dem in Umsetzung des Binnenmarktpaketes im Juni 2011 novellierten Energiewirtschaftsgesetz haben die FNB gemäß § 15a am 1. April 2012 erstmals einen gemeinsamen deutschlandweiten Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) vorgelegt. Mit den zum 1. Januar 2016 in Kraft getretenen Änderungen der §§ 15a und 15b EnWG wurde der bislang jährliche Turnus zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs auf zwei Jahre erweitert, um zeitliche Überschneidungen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) und der Erarbeitung des Szenariorahmens für den darauffolgenden NEP Gas zu vermeiden. In den Kalenderjahren, in denen kein NEP Gas vorzulegen ist, haben die Fernleitungsnetzbetreiber einen Umsetzungsbericht zu erstellen.

Weitere Details hierzu folgen im Kapitel C.3.3.6. Der aktuelle Stand der Arbeiten kann außerdem auf der Internetseite des Verbands der Fernleitungsnetzbetreiber eingesehen werden.²

1 <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/gas.html>

2 <http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2015/nep-2015.html>

C. Internationale und nationale Gasmärkte

Die Gasversorgungssicherheit in Deutschland kann nicht isoliert national betrachtet werden, da die Märkte stark miteinander verknüpft sind. Insbesondere die Beantwortung der Frage, ob von den Gasversorgungsunternehmen hinreichend Vorsorgemaßnahmen zur Vermeidung von Versorgungsstörungen getroffen wurden, erfordert eine komplexe Betrachtung internationaler und nationaler Zusammenhänge. In die Betrachtung ist dabei nicht nur die zur Deckung der Nachfrage notwendige Verfügbarkeit ausreichender Erdgasmengen einzubeziehen. In Betracht zu ziehen ist daneben auch die Entwicklung der technischen Transportinfrastruktur. Die zentralen Punkte werden im Folgenden aufgeführt.

1. Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation

Die weltweite Erdgasnachfrage beträgt nach Angaben der IEA (Gas Medium-Term Market Report 2016) für das Jahr 2015 rund 3.555 Mrd. Kubikmeter bei Normbedingungen [Mrd. Kubikmeter (Vn)]³ (2000: 2.507 Mrd. Kubikmeter). Im selben Zeitraum stieg die weltweite Erdgasproduktion auf 3.563 Mrd. Kubikmeter (2000: 2.507 Mrd. Kubikmeter). Für 2015 bis 2021 wird ein jährlicher Produktions- und Nachfragezuwachs von je 1,5 Prozent angenommen.

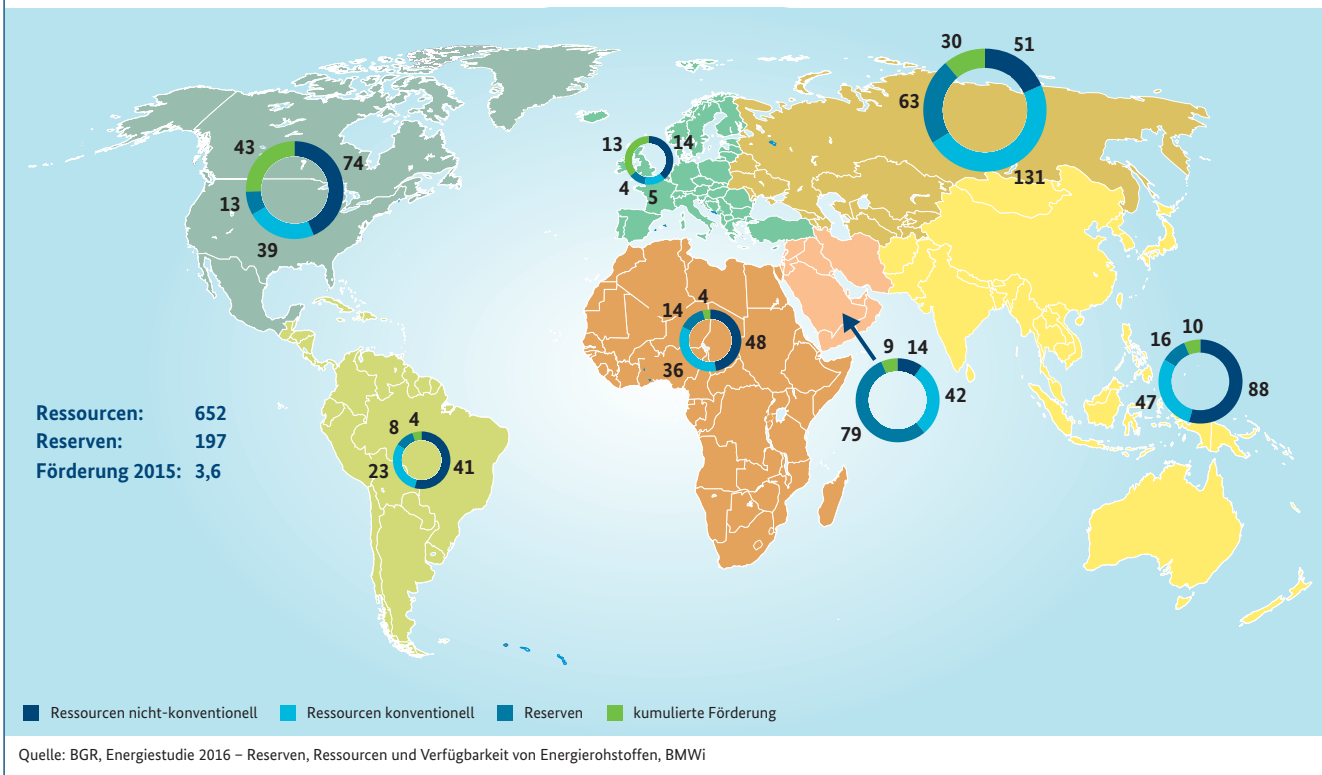
Der jährlich erscheinende World Energy Outlook – WEO (IEA, 2016) weist für die Entwicklung der Erdgasnachfrage im weltweiten Kontext verschiedene Referenzszenarien aus, die sich u. a. hinsichtlich des Erreichens des 2-Grad-Ziels des Pariser Klimaabkommens und der Umsetzung der verbindlichen internationalen Maßnahmen zum Klimaschutz unterscheiden. Im New Policies Scenario, dem Hauptszenario der IEA, steigt die globale Erdgasnachfrage von 3.502 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2014 auf 5.219 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2040. Regionen mit einer starken Erdgasnachfrage sind die Vereinigten Staaten, der Mittlere Osten, Russland und die Europäische Union. Gleichzeitig erhöht sich der Beitrag von unkonventionellem Erdgas zur globalen Gasproduktion stetig von rund 701 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2014 auf fast 1.704 Mrd. Kubikmeter im Jahr 2040. Im New Policies Scenario setzt sich der Primärenergiebedarf im Jahr 2040 wie folgt zusammen: 27 Prozent Öl, 24 Prozent Naturgas, 23 Prozent Kohle, 19 Prozent erneuerbare Energien und 7 Prozent Kernenergie.

Bei Erdgas hatten sich in der Vergangenheit vier Teilmärkte mit unterschiedlichen Strukturen und Marktteilnehmern herausgebildet. Neben den drei traditionellen Teilmärkten, die den europäischen, den nordamerikanischen und den asiatischen Markt umfassen, entwickelt sich seit einigen Jahren auch ein südamerikanischer Markt. Alle Teilmärkte waren bisher dadurch gekennzeichnet, dass sich Produzenten und Verbraucher durch langfristige Lieferbeziehungen aneinander gebunden haben, um die erforderlichen Investitionen in die aufwändige und kostenintensive Erschließung der Produktionsstätten und in die Transportinfrastruktur sicherzustellen. Die Preisunterschiede zwischen dem asiatischen, dem US-amerikanischen und dem europäischen Markt, die in den letzten Jahren beträchtlich waren, gehen jedoch zurück und nähern sich stark an.

Reserven und Ressourcen beschreiben die mengenmäßige geologische Verfügbarkeit von Erdgas. Reserven werden als nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen definiert. Unter Ressourcen werden nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen verstanden. Da die Transportkosten einen maßgeblichen Anteil der Kosten für den Erdgasbezug ausmachen, ist es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit unerlässlich, die geografische Verteilung der Reserven zu berücksichtigen. Die Erdgasreserven zeichnen sich durch eine hohe Konzentration aus. Mit mehr als 70 Prozent der Erdgasreserven befinden sich die bedeutendsten Vorräte im Nahen Osten sowie auf dem Gebiet der ehemaligen Sowjetunion (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe – BGR: Energiestudie 2016). In Europa verfügen Norwegen und die Niederlande über die größten Reserven an konventionellem Erdgas. Während Norwegen seine Erdgasförderung noch einige Jahre auf hohem Niveau aufrechterhalten kann, wird die Erdgasförderung in den Niederlanden in den nächsten Jahren abnehmen.

Die mit Abstand größten Erdgasressourcen (konventionell und nicht-konventionell) werden für Russland ausgewiesen, gefolgt von China, den Vereinigten Staaten von Amerika (USA), Kanada und Australien. Mit etwas mehr als einem Drittel verfügt Russland zudem über die umfangreichsten konventionellen Erdgasressourcen der Welt vor den USA, China, Saudi-Arabien und Turkmenistan. Inse-

3 Druck P_n von 1,01325 bar, Luftfeuchtigkeit von 0 Prozent (trockenes Gas) und Temperatur von 273,15 K ($t_n = 0^\circ \text{C}$), zur besseren Lesbarkeit wird der Zusatz „Normbedingungen“ bei der Maßeinheit im Bericht weggelassen.

Gesamtpotenzial an Erdgas 2015 (ohne Aquifergas und Gashydrat): Regionale Verteilung in Billionen Kubikmeter


samt werden die weltweiten Erdgasressourcen der kommerziell genutzten konventionellen und nicht-konventionellen Vorkommen auf 652 Billionen Kubikmeter geschätzt (BGR, 2016).

Rund 50 Prozent bzw. 323 Billionen Kubikmeter dieser Erdgasressourcen sind konventionelles Erdgas. Aufgrund der Entwicklungen im Bereich des nicht-konventionellen Erdgases, insbesondere bei Schiefergasvorkommen und deren mittlerweile wirtschaftlicher Gewinnbarkeit durch die Kombination von Horizontalbohrungen und Fracking, haben sich in den letzten 10 bis 15 Jahren die bekannten Erdgasressourcen nahezu verdoppelt.

In den USA hat sich die Produktion von sogenanntem nicht-konventionellem Erdgas aufgrund der rasanten Ausweitung der Schiefergasförderung deutlich erhöht. 2015 hatte Schiefergas einen Anteil von rund 50 Prozent an der US-Erdgasförderung. Damit hat sich die Importabhängigkeit der USA erheblich reduziert.

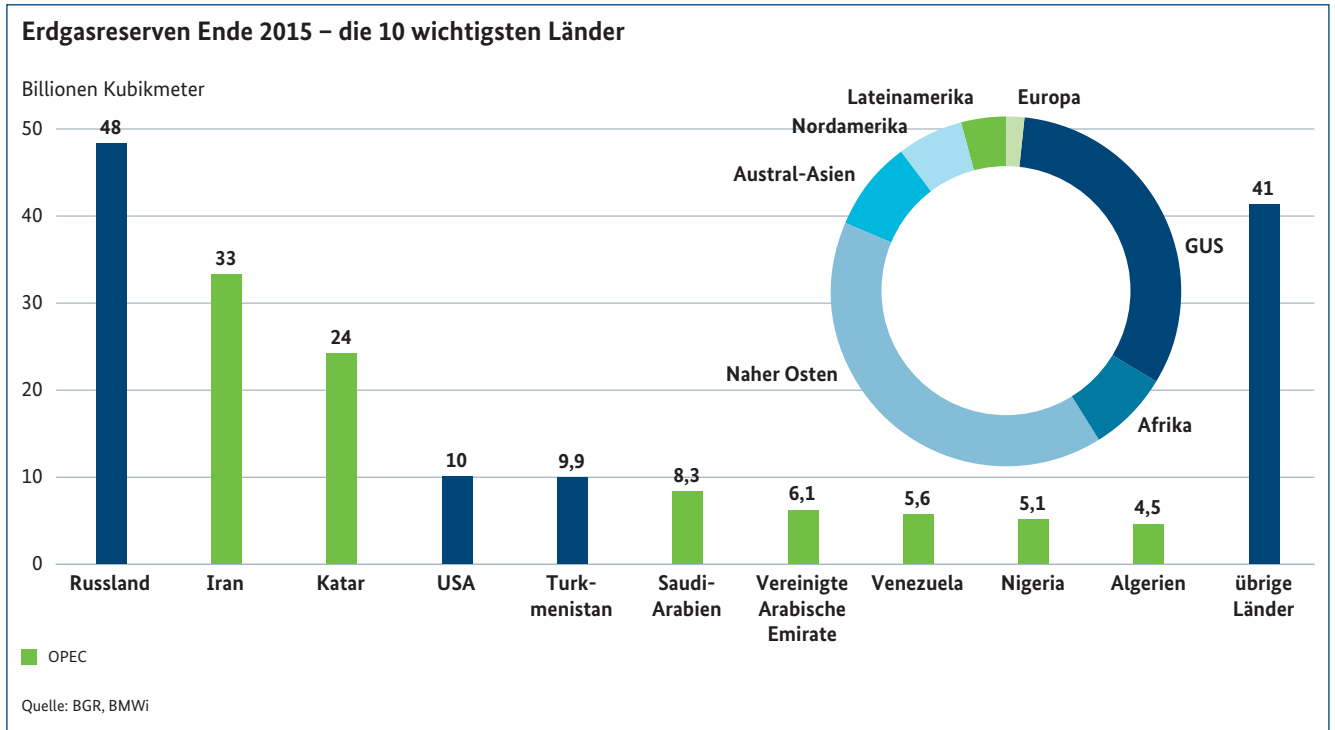
Die Erdgasreserven lagen dort Ende 2015 bei 4,3 Billionen Kubikmeter an konventionellem Erdgas (inklusive Tight Gas) zzgl. 5,7 Billionen Kubikmeter Schiefergas und

0,4 Billionen Kubikmeter Kohleflözgas (Erdgasreserven insgesamt: 10,4 Billionen Kubikmeter).

Die USA sind infolge dieser Entwicklung vom Importeur von zunächst an der Produktionsstätte verflüssigtem, über Tanker verschifftem und später regasifiziertem Erdgas (Liquefied Natural Gas – LNG) zum LNG-Exporteur geworden. Zusätzliche LNG-Mengen stehen somit auf dem Weltmarkt zur Verfügung.

Derzeit werden die europäischen Märkte weitgehend über Pipelines versorgt. Der Erdgastransport via Pipeline ist bis zu einer Entfernung von etwa 3.000 km in aller Regel wirtschaftlicher als der LNG-Transport. Ab 6.000 km gilt im Allgemeinen LNG als günstigere Option. Der europäische LNG-Anteil an Regasifizierungskapazitäten entfällt vor allem auf Spanien, das Vereinigte Königreich und Frankreich.

2015 wurden weltweit 335,5 Mrd. Kubikmeter LNG in 17 Ländern produziert. Der globale Handel mit LNG ist im Jahr 2015 gegenüber dem Vorjahr um 1,8 Prozent gestiegen. Mittel- bis langfristig ist weiterhin mit einer deutlichen Ausweitung des LNG-Handels zu rechnen.



2. Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa

Zur Deckung des Erdgasbedarfs in Europa kann einerseits auf innereuropäische Produktion zurückgegriffen werden, andererseits tragen Importe aus außereuropäischen Regionen zu einem wesentlichen Anteil zu einer Befriedigung der Gasnachfrage in Europa bei. Verschiedenen Prognosen zufolge wird die Importabhängigkeit der EU bei absehbar stagnierender bzw. rückläufiger Förderung in Europa (vor allem in Deutschland, Dänemark, im Vereinigten Königreich, Frankreich, den Niederlanden und Belgien) bis 2020 auf bis zu 80 Prozent ansteigen. Dabei kann derzeit nicht seriös abgeschätzt werden, inwieweit eine zukünftige Förderung von Erdgas aus nicht-konventionellen Lagerstätten den Grad der Importabhängigkeit wieder senken könnte. Der Erdgasverbrauch der EU 28 (ohne Angaben für Malta und Zypern) betrug 2016 4.928,6 Terrawattstunden bzw. 456,3 Mrd. Kubikmeter (2015: 4.623,8 Terrawattstunden bzw. 428,1 Mrd. Kubikmeter)⁴.

Gemäß dem Monthly Gas Survey der IEA zählten 2016 das Vereinigte Königreich mit 81,8 Mrd. Kubikmeter (2015: 72,2 Mrd. Kubikmeter) und Italien mit 70,9 Mrd. Kubikmeter (2015: 67,5 Mrd. Kubikmeter) gemeinsam mit Deutschland (2015: 95 Mrd. Kubikmeter) zu den größten Erdgasverbrauchern Europas.

⁴ Eurogas bezieht sich auf den Heizwert: 10,8 Kilowattstunden/Kubikmeter

3. Erdgasversorgung in Deutschland

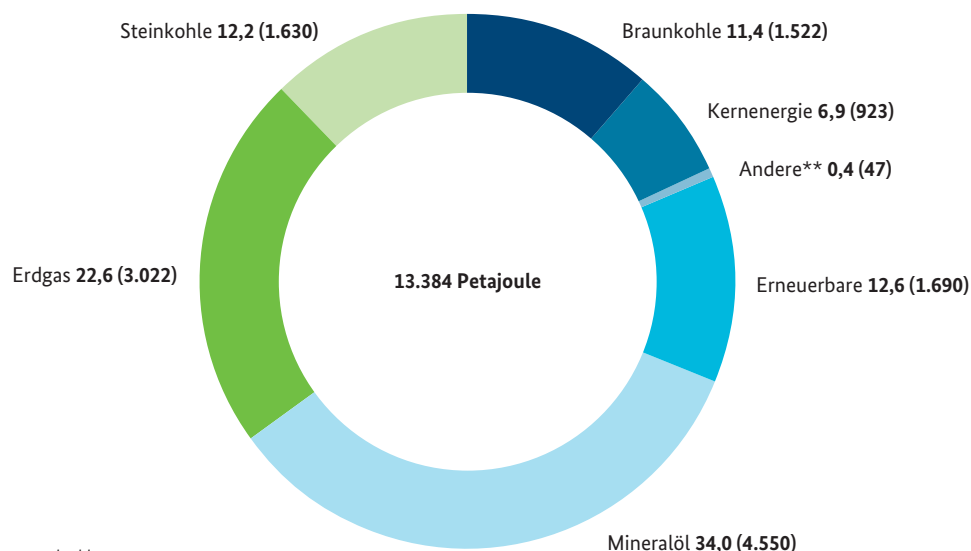
3.1. Nachfrageentwicklung

Primärenergieverbrauch (PEV) ist die Energiemenge, die in einem Land jährlich insgesamt genutzt wird. Er ist die Summe aus inländischer Produktion von Primärenergie, dem Saldo von Ein- und Ausfuhren (einschließlich Hochseebunkerungen) sowie Bestandsveränderungen. Im Jahr 2016 war Erdgas mit einem Anteil von 22,6 Prozent (2015: 20,9 Prozent) am PEV nach Mineralöl mit 34,0 Prozent (2015: 33,9 Prozent) wichtigster Bestandteil des deutschen Energiemixes. Nach vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) und des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) betrug der deutsche Gasverbrauch 3.022 Petajoule (2015: 2.770 Petajoule)⁵, 930 Terawattstunden (2015: 850 Terawattstunden) bzw. 95 Mrd. Kubikmeter (2015: 87 Mrd. Kubikmeter). Im Vergleich zum Vorjahr stieg demnach der Verbrauch um 9,1 Prozent.

Der steigende Primärenergieverbrauch ist auf die anhaltend positive Konjunktur, den Schalttag, den Wanderungsüberschuss von 750.000 Personen, den verstärkten Einsatz zur Verstromung und die verglichen mit 2015 kühleren Temperaturen während der Heizperiode zurückzuführen, die den Einsatz von Erdgas zur Wärmeerzeugung ansteigen ließen.

Der größte Erdgasverbrauch findet mit 38 Prozent im Industriesektor statt, dicht gefolgt von 31 Prozent in den Haushalten. Es wird im Wesentlichen zur Versorgung mit Prozesswärme (Industrie) und Raumwärme (Haushalte: Beheizung und Warmwasserversorgung) genutzt. In Deutschland war der Anteil von Erdgas an der Bruttostromerzeugung seit einigen Jahren rückläufig. 2016 betrug der Anteil jedoch wieder 12,4 Prozent (2015: 9,6 Prozent) und stieg damit signifikant an. Im Vergleich zu anderen Energieträgern entwickelte sich der Erdgaspreis 2016 teilweise deutlich günstiger. Dies führte zum Mehreinsatz von Erdgas in den Kraftwerken, besonders in Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung. Außerdem gingen neue Gaskraftwerke in Betrieb.

Primärenergieverbrauch 2016 in Prozent (Petajoule)*

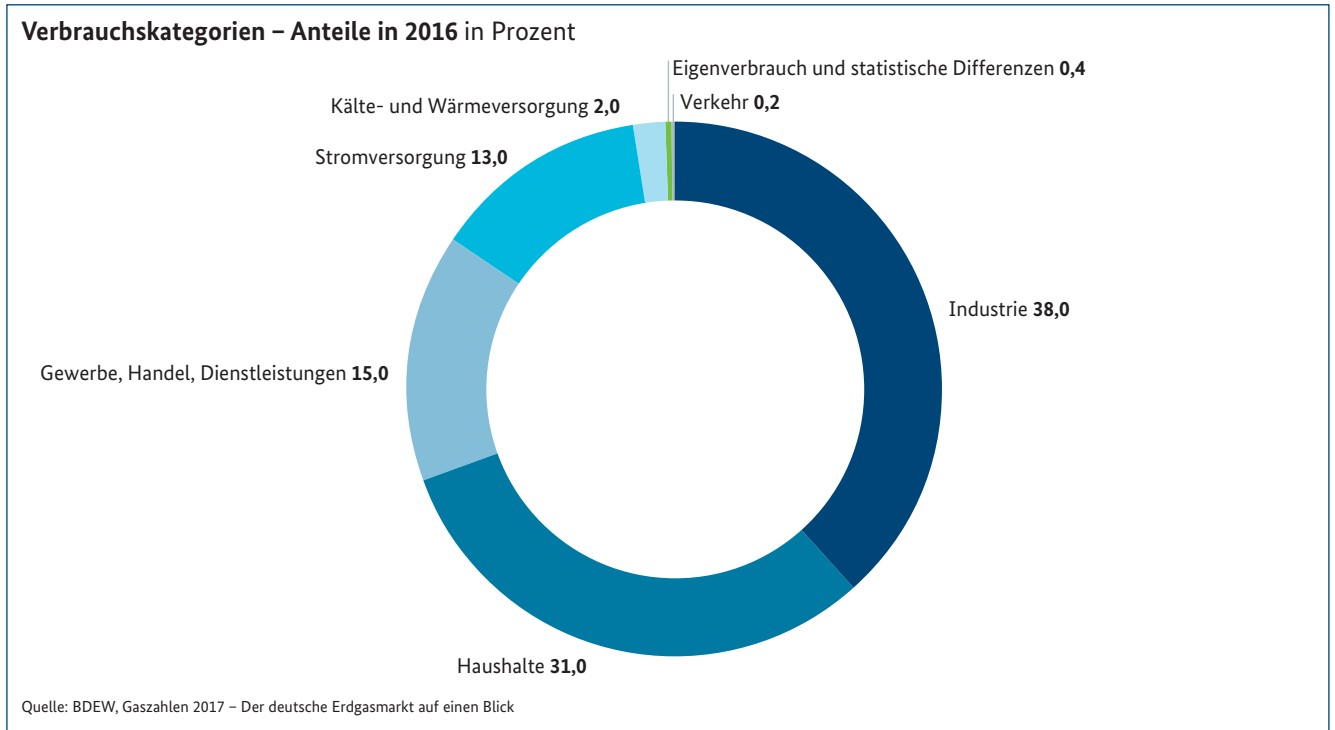


* vorläufig

** Andere abzüglich Stromaustauschsaldo

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Stand: Dez. 2016

5 Sofern statistische Daten auf dem oberen Heizwert (Brennwert) beruhen, werden sie für die Energiebilanz mit dem Faktor 0,9024 in den unteren Heizwert umgerechnet. http://www.ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=heizwerte2005-2013.pdf



Im Verkehr fahren zzt. etwa 90.000 Fahrzeuge mit einem Erdgasmotor. Ihr Verbrauch entspricht einem Anteil von 0,2 Prozent des gesamten Erdgasverbrauchs in Deutschland. Die Erdgasmobilität soll nach der Politik der Bundesregierung in Zukunft auch längerfristig eine größere Rolle bei der Energiewende in der Mobilität spielen. Um die CO₂-Emissionen bei Erdgas zu verringern, können in beliebigen Anteilen sowohl Biogas als auch synthetisches Methan, das mit Strom aus erneuerbaren Quellen produziert wird, beigemischt werden. Vor diesem Hintergrund wurde auch deren Steuerermäßigung durch den Deutschen Bundestag bis 2026 verlängert. Im Schwerlastverkehr ist beispielsweise LNG die wichtigste potenzielle Alternative zum Diesel-LKW. Auch bei den PKWs kommen zunehmend neue Modelle auf den Markt. Einige Marktteilnehmer streben an, in den nächsten zehn Jahren den Anteil der Erdgasmobilität im Straßenverkehr mindestens zu verzehnfachen. Auch in der Schifffahrt werden seit einigen

Jahren zunehmend einzelne Schiffe, wie z. B. Kreuzfahrtschiffe, mit einem LNG-Motor ausgerüstet. Gerade in den spezifischen Kontrollzonen für Schwefel und Stickoxide, in denen besonders niedrige Grenzwerte für diese Schadstoffe festgelegt sind (wie der Ostsee oder einem großen Teil der Nordsee), besteht für LNG ein beträchtliches Absatzpotenzial. Ähnliches gilt prinzipiell auch für den Küstenverkehr und Binnenwasserstraßen, zumal der Geräuschpegel von LNG-Motoren signifikant unter denen eines Schiffsdiesels liegt. Allerdings steht hier die Entwicklung von entsprechenden Motoren und Schiffskonzepten noch relativ am Anfang. Außerdem haben Schiffe eine längere Lebensdauer als Straßenfahrzeuge, sodass ein teilweiser Wandel von Antriebskonzepten längere Zeit in Anspruch nimmt. Generell ist aber zu erwarten, dass der Inlandsabsatz von Erdgas im Verkehr deutlich wachsen wird. Allerdings wäre eine Schätzung darüber, welches Niveau der jährliche Absatz in den nächsten Dekaden erreichen kann, noch verfrüht.

3.2. Gasangebot

Grundsätzlich bestehen folgende Möglichkeiten, den Bedarf an Erdgas zu decken:

- Erdgasgewinnung im Inland beziehungsweise Erzeugung von gleichwertigen Substitutbrennstoffen (ohne wesentliche Änderungen der Infrastruktur und der Anwendungstechnologie).
- Erdgasimporte per Pipeline beziehungsweise als LNG per Schiff aus anderen Staaten.

3.2.1. Erdgasgewinnung im Inland

Die inländische Förderung von Erdgas ging im Berichtsjahr 2016 um 8 Prozent auf 76,5 Terrawattstunden zurück (2015: 83,1 Terrawattstunden; AGEB, vorläufige Zahlen für das Jahr 2016). Unter Verwendung des Umrechnungsfaktors 9,7692 Kilowattstunden/Kubikmeter für deutsches L-Gas⁶ ergeben sich daraus 7,8 Mrd. Kubikmeter (2015: 8,5 Mrd. Kubikmeter). Bezogen auf den reinen Inlandsverbrauch stellt die Erdgasgewinnung in Deutschland 8 Prozent der verbrauchten Menge.

Angesichts der seit 2004 langsam sinkenden Inlandsförderung war und ist Deutschland auch künftig in hohem Maße von Erdgasimporten abhängig. Die Abnahme der Erdgasreserven sowie der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten und damit einhergehend deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen. Nennenswerte Neufunde sind in den letzten Jahren ausgeblieben. Die sicheren und wahrscheinlichen Reingasreserven sind rückläufig. Diese beliefen sich zum 1. Januar 2017 auf 65,4 Mrd. Kubikmeter. Der Reserven-/Verbrauchsquotient (früher statische Reichweite), errechnet aus den sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven und der letztjährigen Fördermenge, betrug am 1. Januar 2017 insgesamt etwa 8,1 Jahre (LBEG, 2017). In Deutschland werden derzeit zwei verschiedene Arten von Erdgas verwendet. Zum einen wird das sogenannte H-Gas (von engl. high calorific gas, Erdgas mit hohem Energiegehalt) und zum anderen das sogenannte L-Gas (von engl. low calorific gas, Erdgas mit niedrigerem Energiegehalt) als

Energieträger genutzt. Während H-Gas von Lieferanten aus unterschiedlichen Ländern bezogen wird und in großen Mengen vorhanden ist, stammen die genutzten L-Gas-Mengen aus heimischer Produktion und Lieferungen aus den Niederlanden. L-Gas macht derzeit etwa 1/3 des deutschen Gasmarktes aus (25 – 30 Mrd. Kubikmeter). Ab 2021 werden die niederländischen Exportkapazitäten schrittweise bis 2029 reduziert. Dies erfordert eine Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas. Davon betroffen sind die Bundesländer Bremen, Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz und Sachsen-Anhalt.

3.2.2. Erdgasimporte

Deutschland bezog sein Importgas 2016 ausschließlich über Pipelines aus verschiedenen Lieferländern. Da die Liefermengen aus Datenschutzgründen nicht mehr nach Ursprungsland aufgeteilt veröffentlicht werden, kann die Bundesregierung die Abhängigkeit von einzelnen Lieferländern nicht mehr aufzeigen.

Wie in der Vergangenheit bezieht Deutschland große Mengen aus Russland, den Niederlanden und Norwegen.

Zur Diversifikation und zur Sättigung der Nachfrage könnte die Bedeutung von LNG stärker zunehmen.

Laut Einschätzung des Gas Medium Reports (IEA, 2016) bleibt Erdgas in den nächsten fünf Jahren ein preiswerter Energieträger. Einem steigenden Angebot von LNG stehe eine global bestenfalls stagnierende Nachfrage gegenüber. Die Zeiten eines üppigen Angebotes und niedriger Gaspreise seien voraussichtlich jedoch nicht von Dauer. Denn das globale Angebot wachse gegenwärtig nur deswegen, weil zahlreiche Investitionen geplant wurden, als Öl noch mehr als 100 US-Dollar pro Barrel kostete. Ihre Finanzierung sei durch langfristige Verträge weitgehend gesichert. Die IEA rechnet deswegen mit einem weiter zunehmenden Gasangebot bis 2020. Bis 2020 gebe es einen erheblichen Überschuss an LNG, da es bis dahin dauern werde, das zusätzliche LNG-Angebot durch eine wachsende Nachfrage zu absorbieren. Der Grund sind neue LNG-Exportterminals, vor allem in den USA und Australien, die derzeit im Bau sind und bis 2020 in Betrieb gehen. Die Entwicklung nach

6 Umrechnungsfaktor 9,7692 Kilowattstunden/Kubikmeter für deutsches L-Gas [Technische Regel – Arbeitsblatt DVGW G 260 (A) März 2013 – Gasbeschaffenheit: Brennwert für L-Gas 8,4 – 13,1 Kilowattstunden/Kubikmeter]

2020 sei aus derzeitiger Sicht mit verschiedenen Unsicherheiten behaftet.

Die größten LNG-Kunden der Welt, Japan und Südkorea, werden gemäß IEA-Prognosen in den nächsten Jahren keine hohen Wachstumsraten in Bezug auf die Gasnachfrage aufweisen. Das Fehlen weiteren Nachfragewachstums aus Japan und Korea – die zwischen 2009 und 2015 fast die Hälfte des weltweiten LNG-Importes auf sich vereinten – werde den LNG-Markt in den nächsten sechs Jahren verändern. Höhere Wachstumsraten prognostiziert die IEA hingegen für Indien. Auf Basis eines deutlich niedrigeren Ausgangsniveaus rechnet die IEA mit einem Wachstum des Gasverbrauchs um 6 Prozent im Jahr. In China werde ebenfalls deutlich mehr Gas gebraucht, wenn der ökologische Umbau der Industrie weiter vorankommt.

Mit LNG könnten auch Gaslieferungen aus Katar, Nigeria, Mosambik und weiterer Länder nach Deutschland gelangen. In Deutschland existiert zwar bislang kein Anlandeterminal für LNG, aber prinzipiell ist der Zugang zu LNG über benachbarte Staaten wie Belgien (Zeebrügge), die Niederlande (Rotterdam) und Polen (Swinemünde) oder andere europäische Staaten sichergestellt. Deutsche Gasversorgungsunternehmen haben Kapazitäten an LNG-Terminals im Ausland erworben und prüfen den Erwerb weiterer Kapazitäten (Belgien, Frankreich, Niederlande).

In der EU bestehen gemäß Angaben von Gas Infrastructure Europe (GIE) derzeit Regasifizierungskapazitäten von rd. 200 Mrd. Kubikmeter (*Spanien 68,9 Mrd.; Vereinigtes Königreich 48,1 Mrd.; Frankreich 34,25 Mrd.; Italien 14,7 Mrd.; Niederlande 12 Mrd.; Belgien 9 Mrd.; Portugal 7,9 Mrd.; Polen 5 Mrd.; Griechenland 4,8 Mrd., Schweden 0,8 Mrd.*). Weitere Bauvorhaben sind in Planung und werden die Anlandekapazitäten erhöhen. Darüber hinaus besteht technisch die Möglichkeit, LNG schon beim Entladen spezieller Tanker zu regasifizieren und in das Gasnetz einzuspeisen (schwimmendes Terminal, z. B. in Litauen 4 Mrd. Kubikmeter).

3.3. Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung

Die Sicherungsmaßnahmen der deutschen Gasversorgungsunternehmen stützen sich auf einen breiten Maßnahmenkatalog. Hierzu zählen insbesondere:

- Diversifikation der Bezugsquellen (Punkt 3.3.1),
- Diversifikation der Transportwege/Importinfrastruktur (Punkt 3.3.2),
- Inlandsförderung (Punkt 3.3.3),
- stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge (Punkt 3.3.4) sowie
- eine hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive Untertagespeicher (Punkt 3.3.5).

3.3.1. Diversifikation der Bezugsquellen

Wie unter Punkt 3.2.2 bereits dargestellt, ist Deutschland zu über 90 Prozent auf Importe von Erdgas angewiesen. Diese Importmengen werden derzeit im Wesentlichen aus folgenden Produzentenländern beschafft: Russland, Niederlande und Norwegen. Damit ist die deutsche Gasversorgung im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ breit diversifiziert.

3.3.2. Diversifikation der Importinfrastruktur

Die Gasversorgung in Deutschland erfolgt derzeit ausschließlich durch Pipelinegas. Aus Norwegen wird das Erdgas über 3 Pipelines (Norpipeline, Europipe I und II) mit einer Gesamtkapazität von 54 Mrd. Kubikmeter aus verschiedenen Gasfeldern importiert.

Russisches Gas wird zum einen seit 1999 durch die Jamal Europa (Kapazität rd. 33 Mrd. Kubikmeter) und das Ukraine-Leitungssystem (Kapazität ca. 120 Mrd. Kubikmeter) nach Deutschland und Europa geleitet. Zum anderen erlauben es die zwei bestehenden Stränge der Nord Stream Pipeline, russisches Gas unmittelbar aus Russland zu beziehen. Am

Gemeinschaftsunternehmen Nord Stream I sind beteiligt: PEG Infrastruktur AG (eine Tochtergesellschaft der E.ON Beteiligungen) und Wintershall Holding GmbH (eine BASF-Tochtergesellschaft) mit je 15,5 Prozent, N.V. Nederlandse Gasunie und ENGIE mit je 9 Prozent sowie die OAO Gazprom mit 51 Prozent. Beide Stränge mit einer Länge von je 1.224 km verlaufen von der Bucht von Portowaja nahe Wyborg durch die Ostsee bis zur deutschen Küste nach Lubmin in der Nähe von Greifswald. Sie verfügen seit der Fertigstellung des zweiten Strangs im Jahre 2012 über eine Transportkapazität von jährlich bis zu 55 Mrd. Kubikmeter Erdgas und können Verbraucher in Deutschland, Dänemark, im Vereinigten Königreich, in den Niederlanden, Belgien, Frankreich, in der Tschechischen Republik und anderen Ländern versorgen.

Über die Anbindungsleitungen Ostsee-Anbindungsleitung (OPAL) und Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL) werden die Mengen aus der in Betrieb befindlichen Nord Stream Pipeline vom Anladepunkt Lubmin abtransportiert. Die OPAL hat eine Kapazität von jährlich bis zu 35 Mrd. Kubikmeter Erdgas und geht bis an die tschechische Grenze, die NEL verfügt über eine Kapazität von 20 Mrd. Kubikmeter in Richtung Westen.

Das Projekt Nord Stream 2 soll die Kapazität der Ostseepipeline durch zwei zusätzliche Stränge um 55 Mrd. Kubikmeter pro Jahr erweitern. Nord Stream 2 ist ein Projekt der Nord Stream 2 AG, deren Anteilseigner Gazprom ist. Der Baubeginn ist für Frühjahr 2018 und die Fertigstellung der Pipeline für Ende 2019 geplant.

Die Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) soll frühestens ab Ende 2019 von Vierow bis nach Deutschneudorf und weiter nach Tschechien verlaufen. Sie hat eine Gesamtlänge von rund 485 km. Die zwei Stränge der EUGAL sollen im Endausbau eine Kapazität von jährlich bis zu 51 Mrd. Kubikmeter Erdgas haben. Die EUGAL würde damit den Abtransport der zusätzlich nach Deutschland in die Nord Stream 2 gelangenden Gasmengen in den europäischen Binnenmarkt ermöglichen.

Niederländisches L- und H-Gas wird über verschiedene Pipelines transportiert. Durch die am 26. August 2015 von Gasunie Deutschland in Betrieb genommene Pipeline (ETL 176) zwischen Fockbek und Ellund wird vorrangig Erdgas aus den Niederlanden an Haushalte und Industrie in

Schleswig-Holstein und Dänemark geliefert. Diese Pipeline ist insbesondere angesichts der rückläufigen Erdgasproduktion in Dänemark wichtig und leistet künftig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland und Nordwesteuropa. Sie verläuft parallel zur DEUDAN-Pipeline.

Am 22. Januar 2016 wurde die Nordschwarzwaldleitung in Betrieb genommen, eine Ferngasleitung von ca. 71 km Länge, die von Au am Rhein über Ettlingen und Pforzheim nach Leonberg führt. Mit der Nordschwarzwaldleitung gibt es einen weiteren Anschluss an die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP), die Erdgas von den Niederlanden bis in die Schweiz und nach Italien transportiert.

Am 28. Juni 2013 verkündete das Gasförderkonsortium des aserbaidjanischen Erdgasfeldes Shah-Deniz II, ab 2018/19 Gas über die 870 km lange Transadriatische Pipeline (TAP) zu liefern. Mit der Transanatolischen Pipeline (TANAP) von Aserbaidschan bis zur türkisch-griechischen Grenze soll eine Kapazität von 16 Mrd. Kubikmeter geschaffen werden. 6 Mrd. Kubikmeter sind für die Türkei reserviert. 10 Mrd. Kubikmeter sollen von der türkisch-griechischen Grenze über die TAP von Griechenland und Albanien sowie durch das Mittelmeer nach Italien weitergeleitet werden. In Italien und Griechenland erfolgt die Einbindung in bestehende Gasinfrastrukturen. Der Bau der TANAP/TAP wird von der EU-KOM und Energiegemeinschaft als Schlüsselprojekt für Versorgungssicherheit und als Vorhaben von gemeinsamem Interesse („Project of Common Interest“, PCI) bewertet. Die Einstufung als PCI bedeutet, dass die Projekte verbindlich und beschleunigt realisiert werden sollen und sich für die Förderung aus EU-Mitteln („Connecting Europe Facility“, EFSI) bewerben können. Der TAP-Bau wurde am 17. Mai 2016 offiziell begonnen, Baubeginn der TANAP war im März 2015.

Ende 2014 hat die Gazprom als Ersatz für die „South Stream“ die alternative Route in die Türkei, „Turk Stream“, vorgesehen. Die Turk Stream soll von dem russischen Küstenort Anapa durch das Schwarze Meer über die Türkei bis an die griechische Grenze verlegt werden. Turk Stream sollte ursprünglich über vier Stränge mit einer Kapazität von je 15,75 Mrd. Kubikmeter verfügen, wobei ein Strang den türkischen Markt beliefern und 47,25 Mrd. Kubikmeter für den europäischen Markt bereitgestellt werden sollten. Später wurde die geplante Kapazität auf zwei Stränge (zusammen 31,5 Mrd. Kubikmeter) reduziert, einer für

die Türkei und einer für die Staaten der EU. Im Mai 2017 wurde mit dem Bau der Pipeline begonnen.

Der kaspische Raum („südlicher Korridor“) kommt als neue Lieferquelle für Europa und Deutschland in Betracht. Turkmenistan, eventuell auch der Irak und Iran, könnten mittel- und langfristig Gas nach Europa liefern.

In Deutschland existiert derzeit keine LNG-Infrastruktur. Aktuell wird von Gasunie und dessen Partnern die Machbarkeit eines LNG-Terminals mit Brunsbüttel als potenziellem Standort geprüft. Der Zugang zu LNG für den deutschen Markt kann prinzipiell auch über Regasifizierungsterminals in den benachbarten Staaten Belgien (Zeebrügge), Niederlande (Rotterdam), Polen (Swinemünde) oder anderen europäischen Staaten sichergestellt werden. Deutsche Unternehmen halten bereits Kapazitäten an LNG-Terminals im europäischen Ausland. Ohnehin wirkt sich über den EU-Binnenmarkt das weltweite LNG-Angebot auch ohne eigene LNG-Importinfrastruktur auf die deutsche Erdgasversorgung und die Gaspreise aus.

Am 16. Februar 2016 hat die EU-KOM die LNG- und Speicherstrategie vorgestellt. Die vorgelegte EU-Strategie für Flüssigerdgas und die Speicherung von Gas soll die Versorgungssicherheit und den Preiswettbewerb im Gasmarkt der Europäischen Union verbessern. Erwartet werden in den kommenden Jahren ein globaler Anstieg des LNG-Angebots um 50 Prozent und entsprechend niedrigere Gaspreise.

Vor dem Hintergrund der zukünftig sinkenden einheimischen Gasproduktion und der steigenden Importabhängigkeit soll der europäische Gasmarkt durch den Bau von LNG-Importterminals und Pipelineinfrastruktur zu existierenden LNG-Terminals in anderen Mitgliedstaaten weiterentwickelt werden.

Ausbaubedarf besteht in diesem Bereich vor allem für Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI) im Baltikum sowie für Süd- und Südosteuropa. Von der verbesserten Interkonnektivität würden auch Gasspeicher profitieren.

3.3.3. Inlandsförderung

Die inländische Erdgasproduktion, die ganz überwiegend im heimischen Markt verkauft wird, hat einen Anteil am gesamten Erdgasbezug von 6 Prozent (siehe Punkt 3.2.1). Damit leisten die inländischen Erdgasproduzenten (5P Energy GmbH, BEB Erdgas und Erdöl GmbH & Co. KG, DEA Deutsche Erdoel AG, Deutz Erdgas GmbH, ENGIE E&P Deutschland GmbH, Hermann von Rautenkranz Internationale Tiefbohr GmbH & Co. KG – ITAG, Mobil Erdgas-Erdöl GmbH, Rhein Petroleum GmbH, von Rautenkranz Exploration und Produktion GmbH & Co. KG, Vermilion Energy Germany GmbH & Co. KG, Wintershall Holding AG) einen nicht unerheblichen Beitrag zur sicheren Erdgasversorgung. Wie bereits dargelegt, wird die Förderung konventionellen Erdgases weiter zurückgehen. Die Förderung könnte aber möglicherweise durch Nutzung nicht-konventioneller heimischer Erdgasressourcen stabilisiert oder sogar ausgebaut werden. Danach werden die nach heutigem technologischen Stand förderbaren Mengen bis 2030 auf 320 Mrd. Kubikmeter Erdgas aus Schiefergesteinen in einer Tieflage von 1.000 bis 5.000 Metern beziffert (BGR, Schieferöl und Schiefergas in Deutschland – Potenziale und Umweltaspekte 2016). In Deutschland wird bereits seit 50 Jahren ohne bekannte Zwischenfälle in über 300 Bohrungen „gefrackt“, wohingegen zu Schiefergas bislang kaum Erfahrungen vorliegen. Neue Regelungen zum Fracking sind am 11. Februar 2017 vollständig in Kraft getreten. Sie verschärfen die bisherigen Vorschriften im Berg- und Wasserrecht zum Fracking deutlich. Kommerzielles Fracking zur Förderung von Erdgas im Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein oder Kohleflözgestein wird umfassend verboten. Um bestehende Kenntnislücken in diesem Bereich zu schließen, sind deutschlandweit nur vier wissenschaftlich begleitete Erprobungsmaßnahmen im Schiefer-, Ton- oder Mergelgestein oder Kohleflözgestein zulässig und dies nur unter strengen Voraussetzungen. In fünf Jahren soll der Bundestag dann überprüfen, ob es bei den Regelungen bleibt. Fracking in anderen Gesteinsformationen (hier kommen insbesondere Lagerstätten in Sandsteinen in Teilen Niedersachsens in Betracht) bleibt weiterhin erlaubt, aber ebenfalls unter strengeren Anforderungen, insbesondere in Bezug auf den Trinkwasserschutz, das Monitoring der Umweltauswirkungen, die Zusammensetzung der Frack-Fluide, die Entsorgung des Lagerstättenwassers und zudem nur nach Durchführung einer zwingenden Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP).

3.3.4. Langfristige Gasimportverträge

Langfristige Verträge über Gaslieferungen wurden ursprünglich lange vor Erschließung neuer Gasfelder abgeschlossen. Sie gaben den Produzenten Sicherheit über zukünftige Absatzmengen und wurden als Finanzierungsinstrument für die erforderlichen hohen Investitionen in Exploration, Produktion und Infrastruktur eingesetzt. Für importierende Staaten ist mit diesen Verträgen ein wichtiger Bestandteil für eine langfristige Versorgungssicherheit geschaffen. Diese Lieferverträge haben zum Teil Laufzeiten von mehr als 20 Jahren. Wesentliche Klauseln hierin sind unter anderem:

- Preisgleitklausel, mit der sichergestellt wird, dass Erdgas konkurrenzfähig zu alternativ verwendbaren Energieträgern angeboten werden kann (Anlegbarkeitsprinzip);
- Take-or-pay-Klausel, die besagt, dass Erdgas in einem bestimmten Umfang – auch wenn es nicht bezogen wird – zu bezahlen ist, und
- Wirtschaftlichkeitsklausel, nach der in regelmäßigen Abständen (meist 3 Jahre) die Vertragskonditionen einer wirtschaftlichen Überprüfung (insbesondere Preisgestaltung) unterzogen werden können.

Die deutschen Gasimportunternehmen haben langfristige Verträge mit Unternehmen in den Lieferländern abgeschlossen. Aufgrund des Preisdrucks für Erdgaslieferungen aus langfristigen Verträgen mit Ölpreisbindung wurden diese Lieferverträge angepasst. In Norwegen schwindet die Bedeutung der Ölpreisbindung. In Russland wird zwar weiterhin am Grundsatz der Ölpreisbindung festgehalten, allerdings erhalten Abnehmer teilweise spürbare Abschläge. Insgesamt geraten Gasanbieter weltweit, das heißt auch LNG-Anbieter, derzeit vermehrt unter Druck, was die Konditionen ihrer Verträge angeht.

3.3.5. Speicher und inländische Netzinfrastruktur

Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Einrichtung von Speichern. Innerhalb der Gruppe der Untertagespeicher kann vor allem zwischen Poren- und Kavernenspeichern unterschieden werden. Neben Poren- und Kavernen-

speichern existieren Aquiferspeicher, denen im Rahmen der Speicherung allerdings eine verhältnismäßig untergeordnete Rolle zukommt.

Kavernenspeicher weisen eine höhere Flexibilität auf und gewinnen zunehmend an Bedeutung. Sie sind hinsichtlich Ein- und Ausspeicherraten leistungsfähiger und können auch auf tageszeitliche Spitzenlastschwankungen flexibel reagieren. Kavernenspeicher können durch einen bergmännischen Solprozess vor allem in Gegenden errichtet werden, in denen Salzstöcke vorhanden sind. Diese Formationen liegen vor allem im norddeutschen Raum. Porenspeicher finden sich überwiegend in alten Erdöl- oder Erdgaslagerstätten beziehungsweise in porösen Sandsteinformationen in Nord-, Ost- und Süddeutschland. Aquiferspeicher sind vor allem an Orten mit fehlenden Erdöl- und Erdgaslagerstätten beziehungsweise Salzstrukturen von Bedeutung.

Speichern kommt – je nach Typ – im Wesentlichen die Erfüllung von zwei Aufgaben zu:

- Spitzenlastabdeckung, d. h. Ausgleich von konstanten Lieferungen / Produktionsmengen und Schwankungen beim Verbrauch;
- Verfügbarkeit bei Störungen in der Produktion und/oder beim Transport, das heißt Sicherstellung der kurzfristigen Versorgung.

Ende 2016 befanden sich in Deutschland 32 Kavernenspeicher mit einer Arbeitsgaskapazität von 14,8 Mrd. Kubikmeter und 18 Porenspeicher mit einer Arbeitsgaskapazität von 9,4 Mrd. Kubikmeter in Betrieb. Die Arbeitsgaskapazität hat sich gegenüber dem Vorjahr um 0,1 Mrd. Kubikmeter (ca. 0,4 Prozent) erhöht. Durch die Inbetriebnahme von neuen Salzkavernen in Jemgum und Empelde konnte die Reduzierung von Speicherkapazitäten durch die Stilllegung des Porenspeichers Buchholz in Brandenburg und Kalle in Niedersachsen ausgeglichen werden. Die Zahl der einzelnen Speicherkavernen hat sich auf 266 erhöht.

Die BES GmbH & Co. KG (BES), eine 100-prozentige Tochter der Gasag, stellte zum 1. April 2017 den Betrieb des Berliner Aquiferspeichers mit einer vermarkteten Speicherkapazität von 1.581 GWh (Erdgas/Biogas) ein.

Am 1. April 2017 sind die ersten sechs Kavernen des Gasspeichers „Katharina“ in Peißen bei Bernburg in den kommerziellen Betrieb gegangen. Bis 2024 sollen sechs weitere fertiggestellt werden. Sie werden zusammen über ein Speichervolumen von insgesamt 614 Mio. Kubikmeter verfügen.

Im EU-Vergleich verfügt Deutschland über das größte Speichervolumen vor Italien, den Niederlanden, Frankreich, Österreich, Ungarn, Slowakei, Tschechien, Rumänien, Polen, Spanien, Dänemark, dem Vereinigten Königreich, Belgien, Bulgarien, Kroatien, Portugal und Schweden.⁷

Die maximale Speicherkapazität reicht gegenwärtig statistisch gesehen im Durchschnitt für 80 Tage. Die tatsächliche Reichweite der Speicher hängt dagegen von einer Vielzahl verschiedener Bedingungen ab, insbesondere vom Speicherfüllstand, der Ausspeichergeschwindigkeit und dem tatsächlich zu deckenden Bedarf. Die Bedeutung von Speichern zur Gewährleistung von inländischer Versorgungssicherheit kann in Zukunft noch steigen, wenn die Importabhängigkeit größer wird.

Nach aktuellen Erhebungen des niedersächsischen Landesamtes für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) wurden mit der Inbetriebnahme neuer Speicherkavernen eine geringere Anzahl und weniger Arbeitsgasvolumen für in Planung oder im Bau befindliche Projekte als im Vorjahr gemeldet. Das deutsche Speichervolumen könnte sich im Falle der Realisierung aller Projekte in den nächsten Jahren jedoch um bis zu 3,5 Mrd. Kubikmeter erhöhen. Im Falle der Realisierung aller in diesem Bericht von den Unternehmen gemeldeten Projekte könnte langfristig ein maximales Arbeitsgasvolumen von 27,8 Mrd. Kubikmeter⁸ verfügbar sein.

Das BMWi hat 2014 eine Studie mit dem Titel „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher (strategische Reserve, Speicherverpflichtungen), einschließlich der Kosten sowie der wirtschaftlichen Auswirkungen auf

den Markt“⁹ vergeben. Die Studie wurde am 23. Juni 2015 veröffentlicht. Die Gasspeicherstudie erlaubte die Einschätzung des BMWi, dass unsere Erdgasversorgung bereits sehr sicher ist. Ende 2015 hat das BMWi ein Eckpunktepapier mit zwei konkreten Maßnahmen veröffentlicht, die zu einer weiteren Verbesserung der Versorgungssicherheit beitragen:

Erstens wird den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) ermöglicht, für den Fall von außergewöhnlichen regionalen Engpass-Situationen zukünftig ein höheres Volumen an bereits bestehenden Vorsorgeprodukten abzuschließen. Vorsorgeprodukte stellen eine Reserve dar, die dann zum Zuge kommt, wenn der Regelenergiebedarf der MGV nicht mehr über den regulären kurzfristigen Regelenergiemarkt gedeckt werden kann.

Als zweite Maßnahme wurde ein neues Regelenergieprodukt geschaffen, das auch einem größeren Kreis von Industriekunden ermöglicht, durch eine freiwillige Gasnachfragereduktion (Demand-Side Management) einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten.

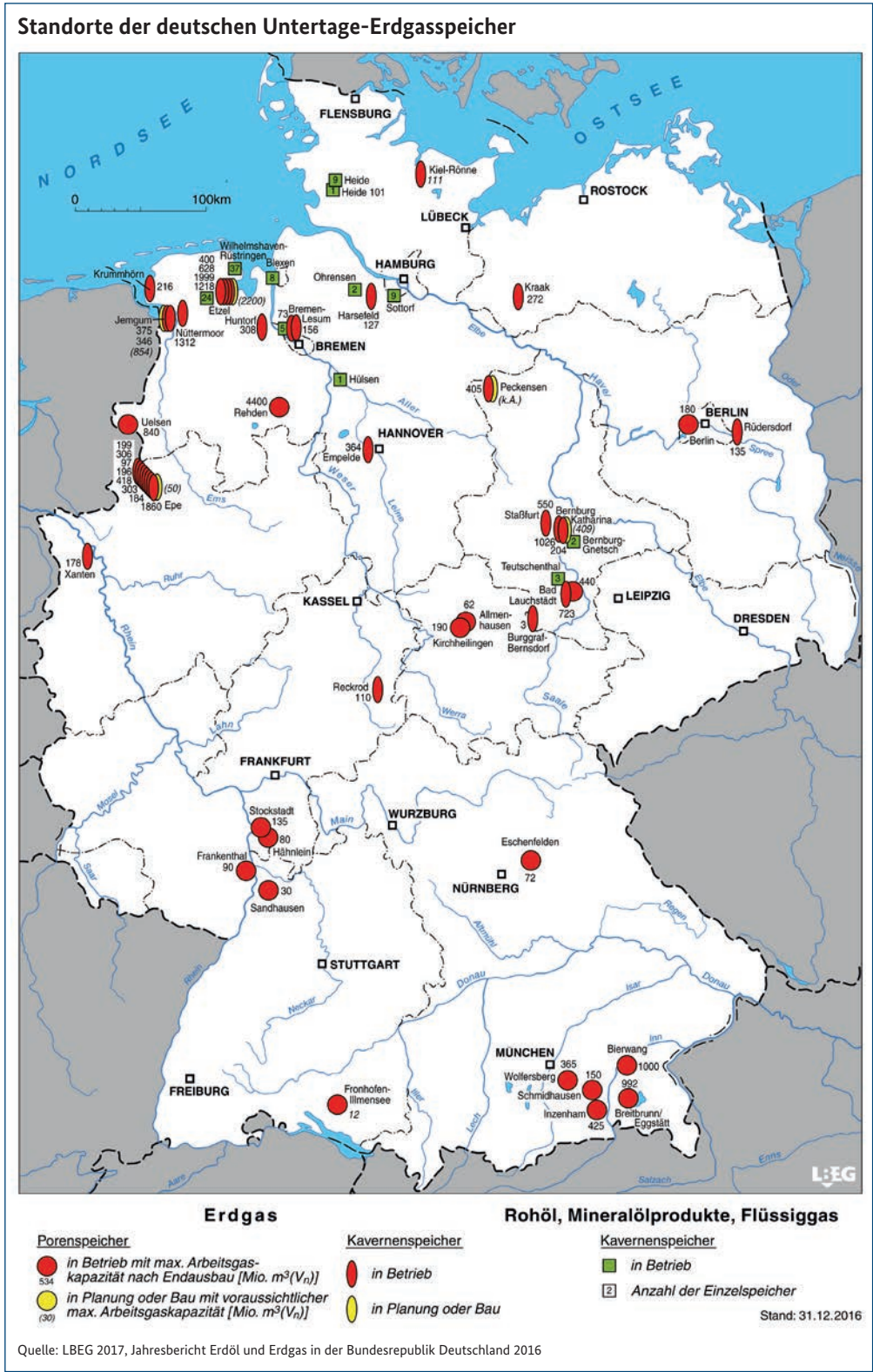
Die beiden Maßnahmen wurden in Zusammenarbeit mit der BNetzA, den MGV und den relevanten Marktakteuren im Detail ausgearbeitet. Die erste Maßnahme wurde bereits zum Winter 2015/16 umgesetzt, das Demand-Side-Management wurde erstmals zum Winter 2016/17 ausgeschrieben.

Die EU-KOM hat ebenfalls eine Studie zur Bewertung der verschiedenen speicherbezogenen Versorgungssicherheitsmaßnahmen im Binnenmarkt und deren Kosten- und Nutzenanalyse in Auftrag gegeben. Die Studie wurde im August 2015 veröffentlicht und bildete die Basis für die von der EU-KOM am 16. Februar 2016 vorgestellte EU-LNG- und Speicherstrategie. Die Strategie befürwortet die grenzüberschreitende Nutzung von Erdgasinfrastruktur, wie sie im Fall von deutschen Erdgasspeichern bereits möglich ist.

7 Quelle: <https://agsi.gie.eu/> Speicherdaten, die über Europa hinausgehen, werden nicht mehr erfasst.

8 Für den geplanten Kavernenspeicher in Peckensen (4 Kavernen) wurden keine aktuellen Planzahlen für das Arbeitsgasvolumen gemeldet. Die Arbeitsgasmengen für diese Speicher sind daher nicht enthalten.

9 <http://www.bmw.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisenvorsorge-durch-regelungen-der-speicher.property=pdf,bereich=bmw2012,sprache=de,rwb=true.pdf>



Neben den Speichern kommt auch den Gasnetzen eine Strukturierungs- und somit eine Teilfunktion der Speicherung zu. Durch diese sogenannte Netzpufferung können Differenzen zwischen Ein- und Ausspeisungen innerhalb eines

Bilanzkreises kompensiert werden, d.h., wird mehr Gas ausgespeist als eingespeist, verringert sich der Druck in den jeweiligen Leitungen. Die Netzpufferung stellt daher ein wichtiges Flexibilitätinstrument zur Abdeckung des Spitzenlastbedarfs dar.

Für Transport und Verteilung des Erdgases sind die Rohrleitungen, aus denen sich das Gasnetz zusammensetzt, von substantzieller Bedeutung. Sie ermöglichen die sichere Bewegung unterschiedlichster Gasmengen über weite Strecken.

Die wesentlichen Erdgasfernleitungen in Deutschland sowie deren Grenzübergangspunkte gehen aus nachfolgender Grafik hervor.

Lage der Grenzübergangsstationen für Erdgas, Deutschland



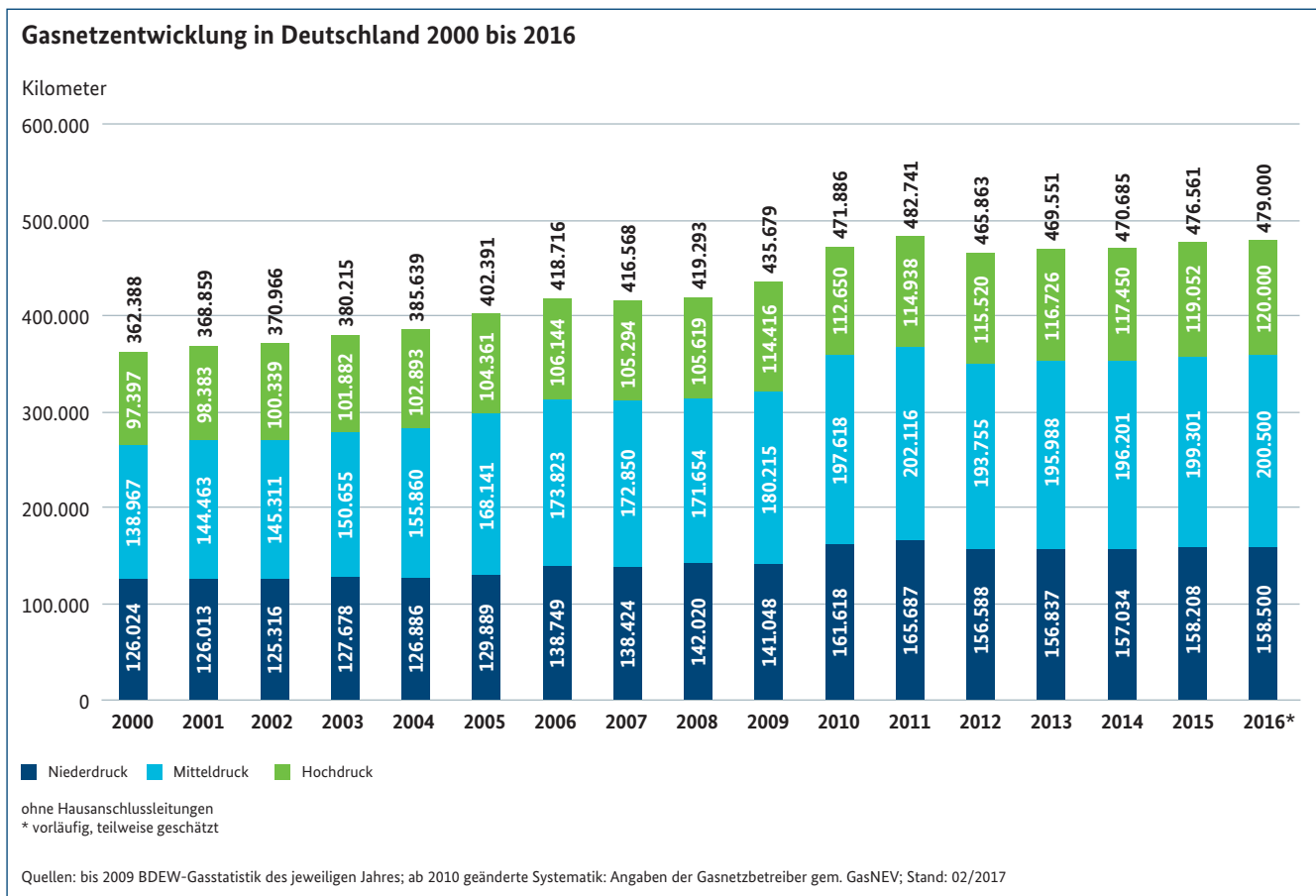
Quelle: ENTSOG Mai 2017, Das Europäische Erdgasnetz (Kapazitäten an Grenzübergangspunkten auf dem Primärmarkt, Ausschnitt, BMWi)

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

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

Nach vorläufigen Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) beträgt die Gesamtlänge des deutschen Gasleitungsnetzes im Jahr 2016 insgesamt 479.000 km, davon 158.500 km im Niederdruck-, 200.500 km im Mitteldruck- und 120.000 km im Hochdrucknetz.¹⁰

gen der BNetzA eingearbeitet. Er enthält Maßnahmen zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb bis 2025 erforderlich sind. Die verbindlichen Maßnahmen umfassen einen Leitungszubau von 810 km und einen Verdichterzubau von 393 Megawatt



3.3.6. Inländische Infrastrukturinvestitionen

Netzentwicklungsplan Gas 2015 – 2025

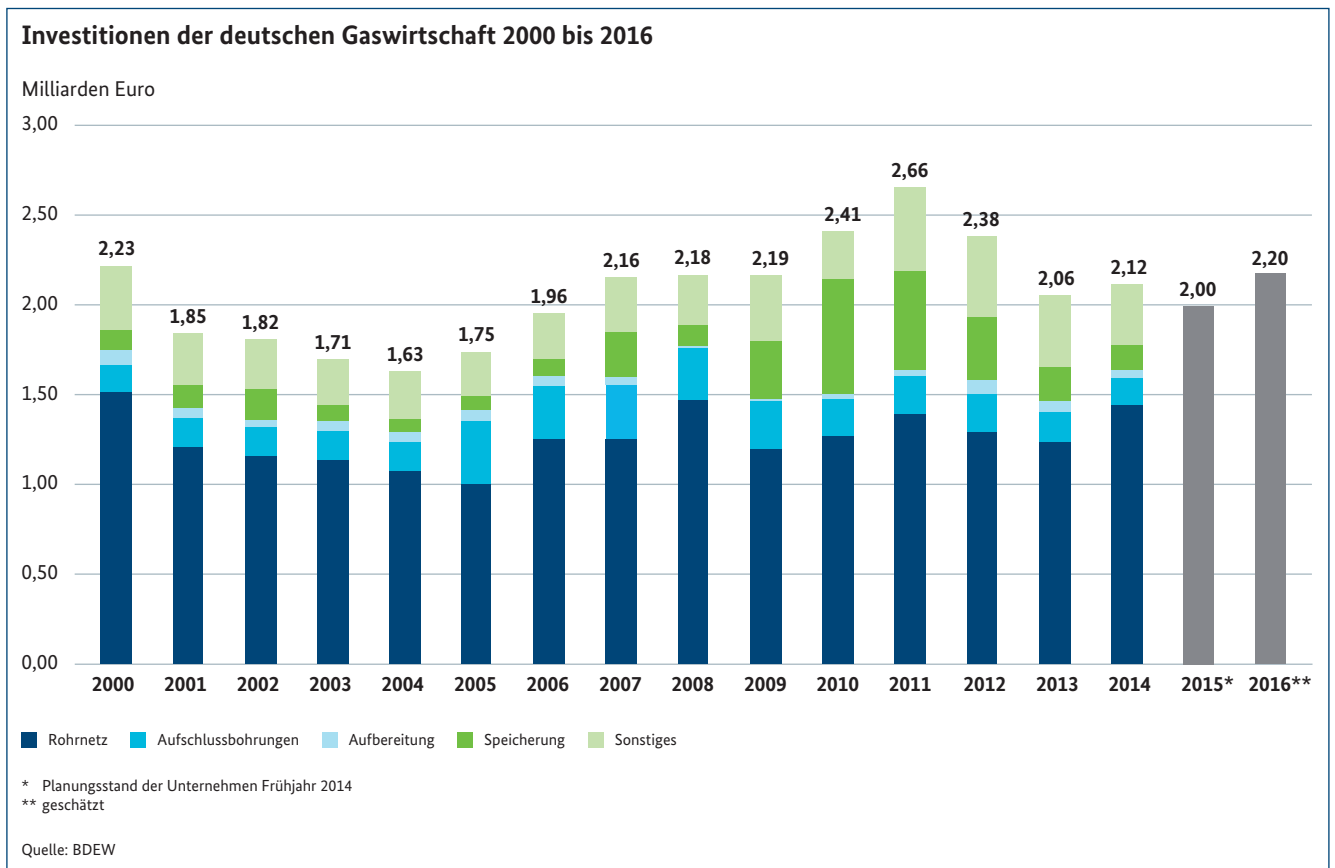
Die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) hatten am 18. November 2015 den verbindlichen Netzentwicklungsplan Gas (NEP) 2015 – 2025 veröffentlicht. Der NEP Gas wird von den FNB erstellt, konsultiert und der BNetzA zur Prüfung vorgelegt. In die finale Version wurden die Änderungsverlan-

in den nächsten zehn Jahren. Aus den insgesamt 84 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 3,3 Mrd. Euro.

Netzentwicklungsplan Gas 2016 – 2026 (zweiter Entwurf) – aktueller Sachstand

Die Fernleitungsnetzbetreiber hatten den von ihnen vorab konsultierten ersten Entwurf des Netzentwicklungsplans

10 Hinweis: Ab 2010 geänderte Systematik, da teilweise mit Hausanschlussleitungen – entsprechend Veröffentlichungen der Netzbetreiber nach GasNEV § 27 Abs. 2.



Gas 2016 – 2026 der Bundesnetzagentur am 1. April 2016 zur weiteren Prüfung und Konsultation vorgelegt. Die im ersten Entwurf des NEP Gas 2016 – 2026 enthaltenen Maßnahmen umfassten einen Leitungszubau von 802 km und einen Verdichterzubau von 551 Megawatt in den nächsten zehn Jahren. Aus den insgesamt 119 Maßnahmen ergab sich ein Investitionsvolumen von 4,4 Mrd. Euro. Die Bundesnetzagentur konsultierte diesen Entwurf im April und Mai 2016.

Allerdings hatte sich die BNetzA im November 2016 in einem Beschwerdeverfahren vor dem Oberlandesgericht Düsseldorf verpflichtet, die Bestätigung des Szenario Rahmens zum Netzentwicklungsplan abzuändern. Hintergrund waren die Beschwerden von zwei Unternehmen. Sie forderten, dass die beiden Kraftwerke Altbach und Heilbronn als Neubauprojekte in der Modellierung berücksichtigt werden. Nach der am 3. Januar 2017 erlassenen Entscheidung der Bundesnetzagentur (Teilneubescheidung) waren die FNB daher verpflichtet, den NEP Gas 2016 – 2026 in diesem Punkt neu zu modellieren.

Die FNB haben den entsprechend überarbeiteten NEP Gas 2016 – 2026 am 27. Februar 2017 veröffentlicht. Gegenüber dem ursprünglichen Entwurf sind durch die Aufnahme der Kraftwerksprojekte Altbach und Heilbronn drei neue Maßnahmen hinzugekommen und zwei bestehende Maßnahmen erweitert worden. Die Investitionskosten für diese zusätzlichen Maßnahmen summieren sich auf 101,5 Mio. Euro. Nach Ablauf der FNB-Konsultation haben diese den überarbeiteten Plan (zweiter Entwurf) der BNetzA am 5. April 2017 vorgelegt. Die im zweiten Entwurf des NEP Gas 2016 – 2026 enthaltenen Maßnahmen umfassen nunmehr einen Leitungszubau von 827 km (Erhöhung um 25 km) und eine zusätzliche Verdichterleistung von 567 Megawatt (Erhöhung um 16 Megawatt) in den nächsten zehn Jahren. Aus den insgesamt 122 Maßnahmen ergibt sich ein Investitionsvolumen von 4,5 Mrd. Euro.

Die BNetzA konsultierte den zweiten Entwurf des NEP Gas abermals vom 10. April bis zum 5. Mai 2017. Zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses war noch keine Entscheidung (Änderungsverlangen) über den finalen NEP 2016 – 2026 ergangen.

3.3.7. Energieaußenpolitik

Die Energieaußenpolitik ist untrennbar mit der Energiewende – der Transformation des Energiesystems hin zu einer sicheren, bezahlbaren und klima- und umweltfreundlichen Energieversorgung – verbunden. Das Energiekonzept der Bundesregierung (BReg) sieht vor, dass Deutschland 2050 rund 60 Prozent seines Bruttoenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energien generieren wird. Deutschland importiert Energie und wird dies auch zukünftig tun. Die Energieaußenpolitik der BReg adressiert diesen Umstand und setzt dabei vor allem auf „Risikostreuung“ durch die politische Flankierung von Projekten deutscher und europäischer Investoren und Importeure mit dem Ziel der weiteren Diversifikation bei den Energielieferländern und Transportrouten. Der Ausbau der erneuerbaren Energien und eine verbesserte Energieeffizienz sind zentrale Elemente der deutschen Energiewende, um die Energieimportabhängigkeit Deutschlands zu senken und auch global zu einer verbesserten Energiesicherheit beizutragen.

- a) Im Hinblick auf den auch zukünftig notwendigen Import fossiler Energieträger ist ein wesentliches Ziel der Energieaußenpolitik, für zuverlässige und krisensichere Rahmenbedingungen und für die wichtigen Versorgungsräume zu sorgen.
- b) Um günstige Rahmenbedingungen für Investitionen und Handel im Verhältnis zu wichtigen Liefer- und Transitländern zu flankieren, geht die BReg dauerhafte, institutionalisierte und auf Gegenseitigkeit angelegte Energiekooperationen ein. Eine derartige vertiefte Kooperation mit wichtigen, zum Teil auch perspektivischen Energieliefer- und Transitländern unterhält Deutschland beispielsweise mit Norwegen, Nigeria und der Türkei.
- c) Die Entwicklung einer klaren Strategie für die Energieaußenbeziehungen der EU stellt ein wichtiges politisches Signal an die Energiepartner außerhalb der EU dar. Im Februar 2015 hat die EU-KOM ihre Mitteilung zur Rahmenstrategie für eine krisenfeste Energieunion mit einer zukunftsorientierten Klimaschutzstrategie vorgelegt. Dabei wird in der Umsetzung der energie- und klimapolitischen Maßnahmen verstärkt auf eine solide Außendimension der Energieunion gesetzt, was die EU-KOM in ihrem zweiten Lagebericht zur Energieunion vom Februar 2017 deutlich macht. Darin unter-

streicht sie die Bedeutung der Kooperationen mit Algerien und den Ländern des südlichen Gaskorridors. Diese Kooperation ermöglicht, dass Erdgas aus Aserbeidschan über Georgien, die Türkei, Griechenland und Albanien nach Italien transportiert werden kann. Des Weiteren unterstützt die EU im Rahmen der strategischen Partnerschaft EU-Afrika den afrikanischen Energiesektor und insbesondere den Ausbau erneuerbarer Energien. Auch die Partnerschaft mit Norwegen sowie mit Ländern wie Japan und Kanada soll weiter ausgebaut werden. Nicht zuletzt sendet die EU ein wichtiges Signal in ihren energiepolitischen Beziehungen zu Russland und der Ukraine. So fördert die EU wichtige Energie-reformen in der Ukraine und hat bereits Fortschritte im Gasmarkt erreicht. Durch bi- und trilaterale Treffen der EU mit beiden Ländern sollen auch weiterhin eine stabile Erdgasversorgung der Ukraine und stabile russische Erdgaslieferungen über die Ukraine in die EU gewährleistet werden. Der Europäische Rat fordert in seinen Schlussfolgerungen vom März 2015, alle außenpolitischen Instrumente zu nutzen, um strategische Energiepartnerschaften mit immer wichtiger werdenden Erzeuger- und Transitländern aufzubauen, insbesondere mit Blick auf die Förderung der Energieversorgungssicherheit, wobei sicherzustellen sei, dass die Souveränität und die Hoheitsrechte der Mitgliedstaaten in Bezug auf die Exploration und Entwicklung ihrer natürlichen Ressourcen geachtet werden. Ferner fordert der Europäische Rat die Gewährleistung der vollständigen Einhaltung des EU-Rechts bei allen Abkommen über den Gaseinkauf bei externen Lieferanten, insbesondere durch mehr Transparenz dieser Abkommen und die Vereinbarkeit mit den EU-Vorschriften über Energieversorgungssicherheit. Bei Verträgen über gewerbliche Gaslieferungen müsse die Vertraulichkeit sensibler Geschäftsinformationen sichergestellt sein. Zu diesen Themen hat die EU-KOM im Februar 2016 Rechtsetzungsvorschläge vorgelegt.

Auch im Rahmen der Europäischen Nachbarschaftspolitik spielt die Energiepolitik eine zentrale Rolle. Die EU verfolgt das Ziel, eine verstärkte Integration der Energiemärkte und der Energiegemeinschaft durch Energiemarktreformen und Investitionsanreize in Energieeffizienzmaßnahmen zu erreichen.

- d) Herausforderungen von globaler Dimension bedürfen auch globaler Lösungen. Daher arbeitet die BReg aktiv in multilateralen Energieorganisationen und -dialogforen mit wie z.B. in der Internationalen Energieagentur

(IEA), im Internationalen Energieforum (IEF) sowie in der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA). Während die IEA einen internationalen Ölkrisenvorsorgemechanismus unterhält und ihre Aktivitäten zur Unterstützung ihrer Mitgliedsländer wie auch von Schwellenländern in Fragen der globalen Energiewende ausbaut, trägt das IEF zur Verbesserung des globalen Energiedialogs zwischen Öl- und Gas-Produzenten und -Verbrauchern bei. IRENA hat sich als die globale Stimme der erneuerbaren Energien weltweit etabliert und ist eine der wichtigsten Plattformen für die internationale Zusammenarbeit für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Darüber hinaus ist die BReg in den energiepolitischen Prozessen der G7 und G20 aktiv.

- e) Energiesicherheit ist im G7-Prozess weiterhin ein wichtiges Thema. Während unter der deutschen G7-Präsidentschaft im Jahr 2015 verschiedene Maßnahmen zur Flexibilisierung und Transparenz von Gasmärkten beschlossen wurde, hat die japanische G7-Präsidentschaft 2016 Gasversorgungssicherheit und insbesondere das Thema LNG zu einem Schwerpunkt ihrer Präsidentschaft gemacht. Unter der italienischen G7-Präsidentschaft 2017 wurden insbesondere die Bedeutung von LNG für die Gasversorgungssicherheit, neue Gaskorridore sowie die Rolle von Gasspeichern diskutiert.

4. Technische Sicherheit

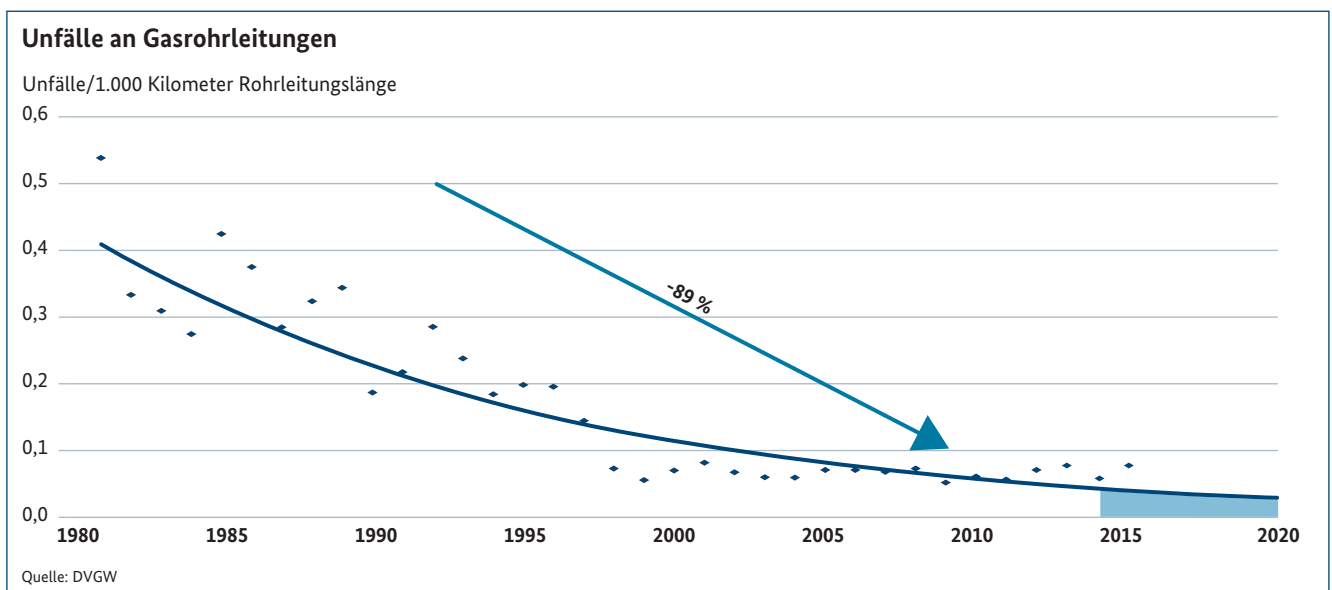
4.1. Qualität der Netze

In § 49 Abs. 1 EnWG wird festgelegt, dass Energieanlagen so zu errichten und zu betreiben sind, dass die technische Sicherheit gewährleistet ist. Dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.

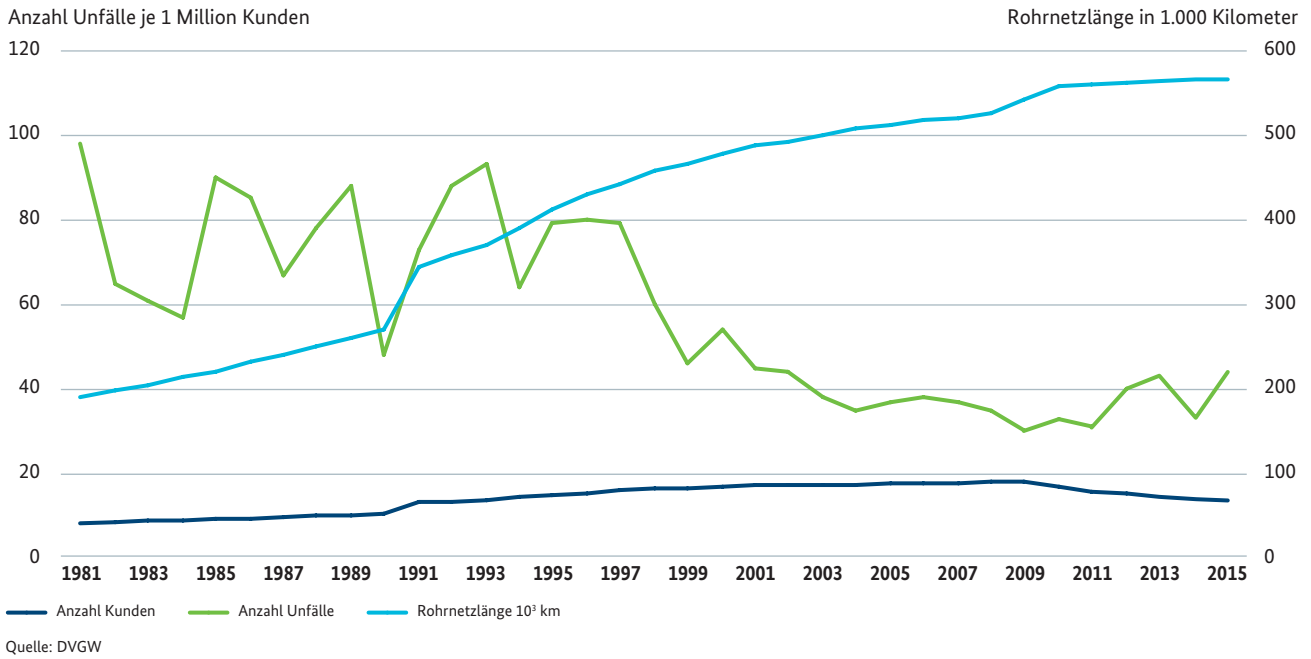
4.2. Analyse von Netzstörungen

Nachfolgende Darstellungen verdeutlichen die Entwicklungen bezüglich der Unfall- und Schadensentwicklung. Die vom DVGW – Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. – erstellte „Analyse von Netzstörungen“ zeigt, dass die Tendenz für die normalisierten Gesamtunfall- und Schadensraten im Betrachtungszeitraum 1981 bis 2015 fallend ist. Schäden und Unfälle werden vom DVGW auf Basis des DVGW-Arbeitsblattes G 410 „Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas“ (Abschnitt 5) erhoben.

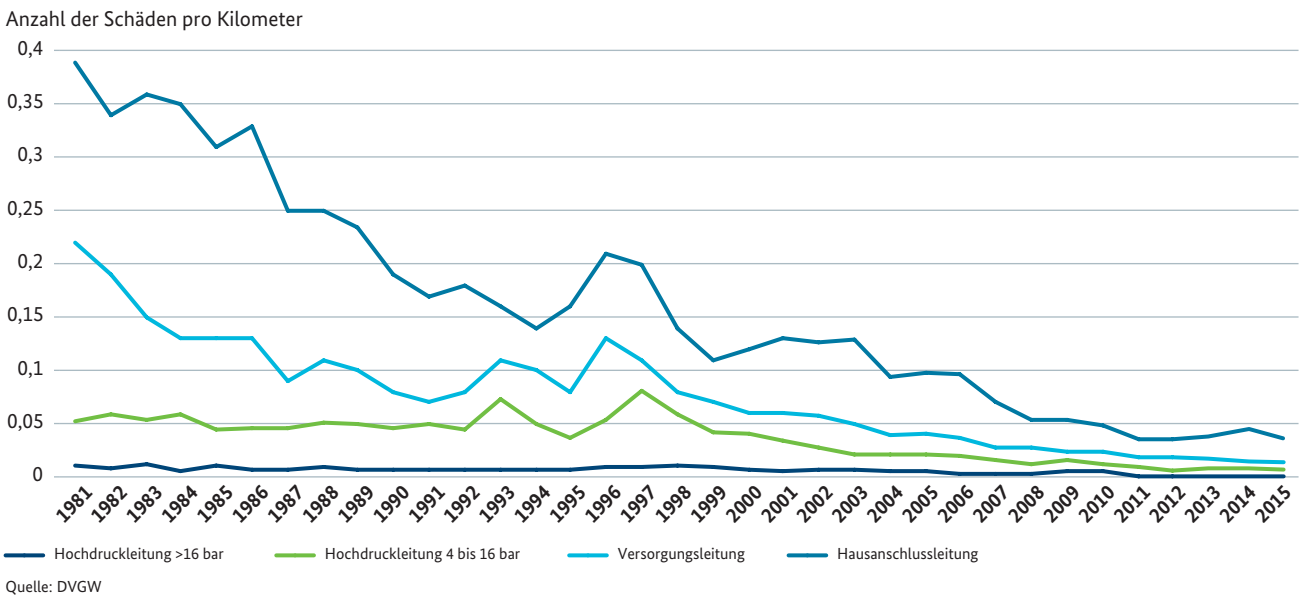
Auffallend ist die ab 2011 leicht steigende Anzahl der Unfälle an Eigen- und Kundenanlagen. Dies ist vorwiegend auf technische Mängel an Gasgeräten und Abgasanlagen zurückzuführen, hervorgerufen durch unzureichende Wartung der Gasgeräte.



Anzahl der Unfälle an Eigen- und Kundenanlagen im Spiegel struktureller Entwicklungen



Schäden an Gasrohrleitungen (ohne Gussleitungen, ohne mechanische Fremdeinwirkungen)

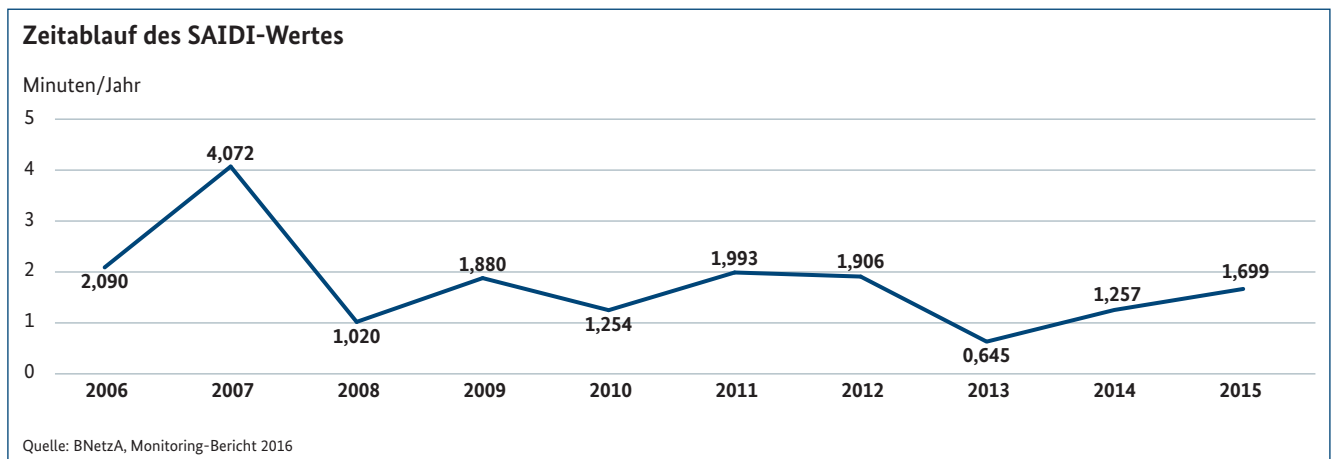


4.3. Versorgungsunterbrechungen

Die BNetzA führt seit 2006 eine vollständige Erhebung zu den Gasversorgungsunterbrechungen durch. Gemäß § 52 EnWG sind alle Gasnetzbetreiber (ca. 730) verpflichtet, der BNetzA bis zum 30. April eines jeden Jahres alle Versorgungsunterbrechungen zu melden. Die BNetzA ermittelt aus diesen Meldungen einen Durchschnittswert für alle Letztverbraucher, den sogenannten SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index); diese Kenngröße bestimmt die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist. In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die auf Einwirkungen Dritter, Rückwirkungen aus anderen Netzen oder andere Störungen im Bereich des Netzbetreibers zurückzuführen sind. Geplante Versorgungsunterbrechungen sowie Unterbrechungen aufgrund höherer Gewalt (z. B. Naturkatastrophen) werden bei der Ermittlung des SAIDI-Wertes nicht berücksichtigt. Die Zuverlässigkeit der Gasversorgung in Deutschland lag im Jahr 2015 auf hohem Niveau. Im Durchschnitt wurde ein

Kunde im vergangenen Jahr für 1,699 Minuten nicht versorgt, teilte die BNetzA in ihrem Monitoringbericht 2016 gemäß § 63 Abs. 3 i.V.m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i.V.m. § 53 Abs. 3 GWB mit Stand vom 30. November 2016 mit. Der SAIDI-Wert lag damit zwar über dem Vorjahr (1,257 Minuten), aber immer noch im langjährigen Mittel. Dieses beträgt für die Jahre 2006 bis 2015 etwa 1,8 Minuten. Die 0,645 Minuten aus dem Jahr 2013 waren in diesem Zeitraum der niedrigste Wert, der höchste wurde im Jahr 2007 mit 4,072 Minuten verzeichnet.

Nicht berücksichtigt wurde in der Darstellung der schwere Unfall an einer Hochdruckleitung im Oktober 2014 in Ludwigshafen. Durch die Umlegung von Einspeisungen und Brennstoffumstellungen konnten die betroffenen Industriekunden schnell wieder versorgt werden. Eine Versorgungsunterbrechung war damit nicht eingetreten. Mit Berücksichtigung des Unfalls auf der ERM (Erdgasleitung Rhein-Main) ergab sich 2014 ein SAIDI-Wert von 16,8 Minuten.



D. Zusammenfassung

Die Gasversorgungssicherheit ist angesichts sich wandelnder Marktbedingungen und zunehmender weltweiter Konkurrenz auf den Gasbeschaffungsmärkten eines der zentralen Themen in Deutschland und Europa. Bei einem Anteil am Primärenergieverbrauch von derzeit 22,6 Prozent mit voraussichtlich steigender Tendenz kommt der Sicherung der Gasversorgung weiterhin ein hoher Stellenwert zu.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der leitungsgebundenen Energieversorgung insgesamt sowie Maßnahmen zur Bewältigung von Ausfällen eines oder mehrerer Versorger sind primär Aufgabe der am Markt tätigen Unternehmen. Wie sie diese Aufgaben erfüllen, unterliegt im Grundsatz der Entscheidung der Unternehmen.

Insgesamt gesehen war die Versorgungssicherheit bislang auch bei unvorhergesehenen, zeitlich befristeten Lieferunterbrechungen auf der Importseite stets gewährleistet. Dies zeigt, dass der primär auf die Verpflichtung der Unternehmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzende deutsche Ansatz erfolgreich war.

Wesentliche Säulen der deutschen Gasversorgung sind: Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge sowie eine bisher hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive Untertagespeicher. Die Gasversorgungsunternehmen planen darüber hinaus weitere infrastrukturelle und beschaffungsseitige Maßnahmen, um die Sicherheit der Versorgung zukünftig weiter auszubauen. Die am 23. Juni 2015 vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie veröffentlichte Studie „Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher“ erlaubte die Einschätzung des BMWi, dass unsere Erdgasversorgung bereits sehr sicher ist.

Die Berichtsergebnisse lassen den Schluss zu, dass sich das Versorgungssicherheitskonzept in Deutschland bewährt hat. Die Gasversorgungsunternehmen haben in der Vergangenheit und im Berichtszeitraum – auch unter geänderten Rahmenbedingungen – bislang einen hohen Versorgungsicherheitsstandard gewährleistet, sodass die Versorgung mit Gas in Deutschland bisher stets gewährleistet war. Angesichts der Importabhängigkeit, der Ausdifferenzierung der Markttrollen der Unternehmen, der langen Vorlaufzeiten bis zur Projektfertigstellung und der hohen Kapitalintensität der Investitionen im Gasbereich muss die weitere Entwicklung sorgfältig beobachtet und analysiert werden.

Anlage: Abkürzungsverzeichnis

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
BReg	Bundesregierung
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EnSIG	Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (Energiesicherungsgesetz 1975)
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas
EnWG	Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz)
Erdgas	natürlich in der Erde vorkommende oder an der Erdoberfläche austretende Gase unterschiedlicher chemischer Zusammensetzung, in diesem Kontext verstanden als brennbare Naturgase
konventionell	freies Erdgas oder Erdölgas
nicht-konventionell	Tight Gas, Schiefergas (Shale Gas), Kohlegas (Flözgas, Grubengas), Aquifergas und Gashydrat
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
EU-KOM	Europäische Kommission
EU-Verordnung Nr. 994/2010	VERORDNUNG (EU) Nr. 994/2010 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 20. Oktober 2010 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung und zur Aufhebung der Richtlinie 2004/67/EG des Rates [fortan: SoS-VO]
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetzentgeltverordnung)
GasSV	Gassicherungsverordnung
GIE	Gas Infrastructure Europe
IEA	Internationale Energieagentur ist eine selbständige Organisation innerhalb der OECD (Organisation für wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung); Sitz: Paris
IEF	Internationales Energieforum; Sitz: Riad
IRENA	Internationale Agentur für Erneuerbare Energien; Sitz: Abu Dhabi
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
LNG	Liquefied Natural Gas ist zunächst an der Produktionsstätte für Transportzwecke bei -162° C verflüssigtes, über Tanker verschifftes und später zur Einspeisung ins Gasnetz wieder in Gasform gebrachtes Erdgas (1 Tonne LNG enthält ca. 1.400 Normkubikmeter Erdgas, 1 Kubikmeter LNG wiegt ca. 0,42 Tonnen).
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
Normkubikmeter	Gasmenge in 1 Kubikmeter bei 0° C und 1.023,25 Millibar [auch Kubikmeter (V_n) abgekürzt]
PEV	Primärenergieverbrauch ist die Energiemenge, die in einem Land jährlich insgesamt genutzt wird. Er ist die Summe aus inländischer Produktion von Primärenergie, dem Saldo von Ein- und Ausfuhren (einschließlich Hochseebunkerungen) sowie Bestandsveränderungen.
Primärenergie	Primärenergie steht für Stoffe oder Prozesse, die die Natur bereitstellt, wie etwa Stein- und Braunkohle, Erdöl, Erdgas, Sonneneinstrahlung, Windkraft oder geothermische Energie.
Reserven	nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Energierohstoffmengen
ursprüngliche Reserven	kumulierte Förderung plus verbleibende Reserven
Ressourcen	nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Energierohstoffmengen
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
TANAP	Transanatolische Pipeline
TAP	Transadriatische Pipeline
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VNB	Verteilnetzbetreiber

