

BERICHT

Versorgungs- sicherheit mit Erdgas

Stand und Entwicklung



Bundesnetzagentur

Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit mit Erdgas

Monitoring-Bericht nach § 63 EnWG

Stand: 31. Oktober 2021

**Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen**

Referat 623

Tulpenfeld 4

53113 Bonn

Tel.: +49 228 14-0

Fax: +49 228 14-8872

E-Mail: info@bnetza.de

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	4
2	Rechtliche Grundlagen der Versorgungssicherheit.....	5
2.1	Nationale Vorgaben	5
2.2	EU-Vorgaben	6
3	Internationale und nationale Gasmärkte	9
3.1	Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation.....	9
3.2	Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa.....	14
3.3	Erdgasversorgung in Deutschland.....	14
3.3.1	Nachfrageentwicklung	14
3.3.2	Förderung von Erdgas in Deutschland.....	15
3.3.3	Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas	16
3.3.4	Marktraumumstellung	19
3.3.5	Biogas (einschließlich Synthesegas).....	21
3.3.6	Gasspeicher	22
3.3.7	Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung.....	25
4	Technische Sicherheit.....	35
4.1	Qualität der Netze	35
4.2	Analyse von Netzstörungen	35
4.3	Erhebung der Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG	37
5	Aktuell: Gasspeicherfüllstände in Deutschland.....	39
5.1	Hintergrund.....	39
5.2	Maßnahmen	41
5.3	Einfluss der Gaspreise	42
6	Zusammenfassung.....	45
7	Anlage: Abkürzungsverzeichnis - Glossar	47
8	Anlage: Abbildungsverzeichnis	51

1 Einleitung

Die Bundesnetzagentur führt gemäß § 51 Abs. 1 des Gesetzes über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) ein Monitoring der Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität und Erdgas durch. In den Jahren zuvor lag diese Aufgabe in Gänze beim BMWi. Die Verantwortlichkeiten in § 51 EnWG wurden mit der letzten Anpassung des EnWG mit Wirkung zum 01. Januar 2021 geändert.

Erdgas wird auch für die nächsten Jahrzehnte als Übergangsenergieträger von fossilen zu erneuerbaren Energien einen wichtigen Beitrag leisten. Der weitaus wichtigste Markt für Erdgas ist nach wie vor der für Wärmeerzeugung in Industrie und den privaten Haushalten. Erdgas ist heute allerdings nicht auf die Erzeugung von Wärme beschränkt. Erdgas zeichnet sich auch als flexibler und vielfältiger Energieträger für die Stromerzeugung aus. Gas ist geeignet für die Speicherung von Energie und mit Blick in die Zukunft auch als Ausgleichsspeicher für regenerativen Strom sowie als Energieträger für Mobilität. 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. Anfang 2020 hat sich die Krisenvorsorge der Unternehmen aus dem Bereich der Erdgasförderung und des Erdgastransports bei der Bewältigung der Covid-19 Pandemie bewährt. Im Berichtszeitraum kam es in Deutschland nicht zu Versorgungsengpässen.

Mit dem kontinuierlich durchzuführenden Monitoring der Versorgungssicherheit werden 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 Verwendungsbereich 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.

2 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.

2.1 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 insofern § 53a EnWG eine herausgehobene Bedeutung zu, als die von den Gasversorgungsunternehmen direkt belieferten Haushaltskunden und Fernwärmeanlagen – soweit sie Wärme an Haushaltskunden liefern und auch die grundlegenden sozialen Dienste¹ – als besonders schützenswert herausgestellt werden. Für diese Kunden gelten besondere Versorgungsstandards.

Für den Fall eines extremen Versorgungsnotfalls sind ergänzend zu den marktbasierten 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 Versorgungsengpasses 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. § 13f EnWG). Bisher gab es keinen Anwendungsfall, in dem ein Übertragungsnetzbetreiber einen Gasnetzbetreiber angewiesen hat, Gas vorrangig zu einem systemrelevanten Gaskraftwerk zu transportieren.

¹ Ein „grundlegender sozialer Dienst“ bezeichnet gem. Artikels 2 Nummer 4 der Verordnung (EU) 2017/1938 einen Dienst in den Bereichen Gesundheitsversorgung, grundlegende soziale Versorgung, Notfall, Sicherheit, Bildung oder öffentliche Verwaltung.

Seit der vom Bundesrat bestätigten Novelle des EnWG vom 25. Juni 2021 ist auch sortenreiner Wasserstoff als eigenständiger Energieträger vom Regulierungsregime umfasst. Dies soll der Bedeutung von Wasserstoff im Rahmen der Erreichung der Klimaziele Rechnung tragen.

2.2 EU-Vorgaben

Im Jahr 2010 trat erstmals die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung in Kraft. Diese wurde im Zuge des Transitstreites zwischen Russland und der Ukraine und der damit verbundenen Liefermengen Kürzungen des Ukrainetransits im Winter 2008/2009 erlassen. Die Verordnung regelte erstmals einheitlich für alle Mitgliedsstaaten, welche Mindestanforderungen an die Versorgungssicherheit der Erdgasversorgung gestellt werden. Des Weiteren verpflichtete die Verordnung alle Mitgliedsstaaten regelmäßig, eine umfangreiche Risikobewertung für ihre Erdgasversorgung durchzuführen und darauf aufbauend Präventions- und Notfallpläne zu erstellen.

Im Lichte der der folgenden Ukraine-Krise 2014 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 hatte im Herbst 2014 ihre bisherigen Erfahrungen bei der Implementierung der damals geltenden Verordnung (EU) Nr. 994/2010 zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung mit dem Ergebnis evaluiert, 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 bisherigen Umsetzung ein.

Die 2017 verabschiedete novellierte Verordnung (EU) 2017/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Erdgasversorgung (SoS-VO) sieht weiterhin 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. Die Erstellung der Risikobewertung wurde an die BNetzA übertragen. Gemäß SoS-VO ist eine regelmäßige Aktualisierung der Pläne alle vier Jahre vorgesehen. Sowohl der Präventionsplan als auch der Notfallplan werden auf der Website des BMWi veröffentlicht.² Die Verordnung sieht nun aber zusätzlich einen regionalbasierten 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 solidarisch Hilfe leisten.

Mit dem Dritten Binnenmarktpaket war zuvor ein Planungsinstrument für den Aufbau und den Erhalt einer Netzinfrastruktur geschaffen worden, die für die Verwirklichung eines einheitlichen EU-Binnenmarktes notwendig ist. Demnach müssen die FNB den Regierungsbehörden regelmäßig einen zehnjährigen Netzentwicklungsplan vorlegen. Entsprechend dem in Umsetzung des Binnenmarktpaketes im Juni 2011

² <http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Textsammlungen/Energie/gas.html>, Zugriff zuletzt am 29.09.2021.

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 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 FNB einen Umsetzungsbericht zu erstellen.

Weitere Details hierzu folgen im Kapitel 3.3.7.2. Der aktuelle Stand der Arbeiten kann außerdem auf der Internetseite des Verbands der FNB eingesehen werden.

Auf europäischer Ebene wird zudem das dritte Energiepaket für Gas (Richtlinie 2009/73/EU und Verordnung 715/2009/EU) zur Regulierung der Wettbewerbsmärkte für entkarbonisiertes Gas, worunter auch Wasserstoff zählt, überarbeitet. Die Kommission wird bis Ende 2021 Legislativvorschläge vorlegen.

3 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 Betrachtung nationaler und internationaler Zusammenhänge. In die Betrachtung ist dabei nicht nur die zur Deckung der Nachfrage notwendige Verfügbarkeit ausreichender Erdgasmengen einzubeziehen, sondern auch die Entwicklung der technischen Transportinfrastruktur. Die zentralen Fragestellungen werden im Folgenden behandelt.

3.1 Weltweite Nachfrageentwicklung und Reserven- und Ressourcensituation

Die Covid-19-Pandemie hat erhebliche Auswirkungen auf die weltweite Energienachfrage. Die dritte und vierte Welle der Pandemie führen zu weiteren Einschränkungen der Bewegungsfreiheit und hat Auswirkungen auf die Energienachfrage. Aber weltweite Konjunkturpakete und die Verteilung von Impfstoffen ermöglichen einen positiven Ausblick. Es wird erwartet, dass sich die globale Wirtschaftsleistung im Jahr 2021 um 6 Prozent erholen wird, was das globale Bruttoinlandsprodukt (BIP) um mehr als 2 Prozent über das Niveau von 2019 heben würde³.

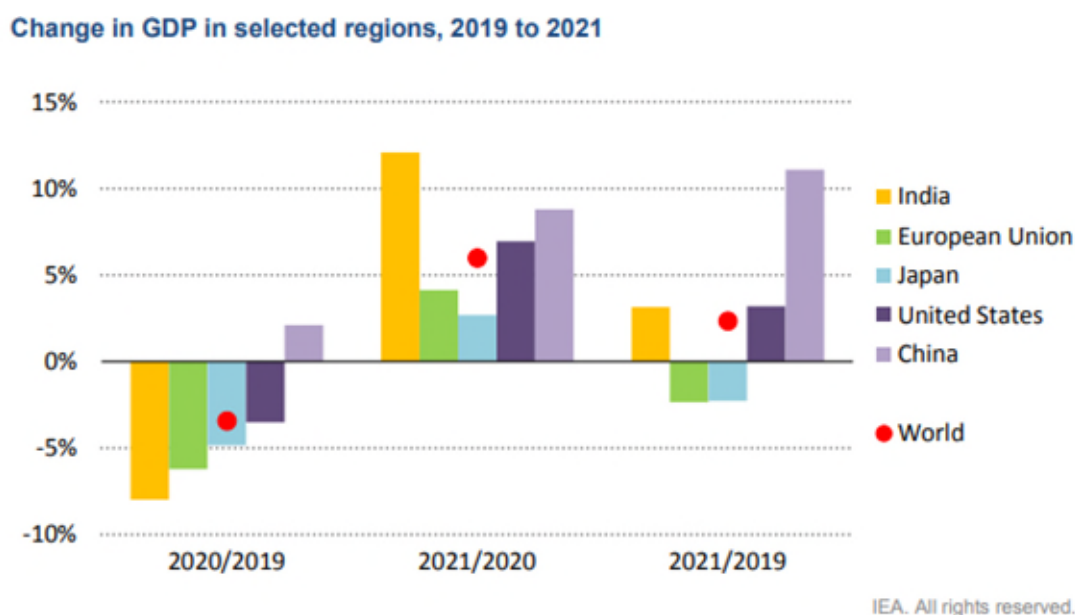


Abbildung 1: Vergleich des BIP (bzw. Gross domestic product(GDP))der letzten Jahre in verschiedenen regionalen Betrachtungen [Quelle: IEA Global Energy Review 2021]

Die weltweite Energienachfrage ging 2020 um 4 Prozent zurück, der stärkste Rückgang seit dem Zweiten Weltkrieg und der größte absolute Rückgang aller Zeiten. Die neuesten statistischen Daten zur Energienachfrage im ersten Quartal 2021 zeigen die anhaltenden Auswirkungen der Pandemie auf den weltweiten

³ Siehe IEA Global Energy Review 2021.

Energieverbrauch. Ausgehend von den Daten der IEA für das erste Quartal deuten die Prognosen für 2021 darauf hin, dass mit der Aufhebung der Covid-Beschränkungen und der Erholung der Volkswirtschaften die Energienachfrage um 4,6 Prozent steigen wird, so dass der weltweite Energieverbrauch im Jahr 2021 um 0,5 Prozent über vor Covid-19 Niveau liegen wird. Die Aussichten für 2021 sind jedoch mit großer Unsicherheit behaftet. Sie hängen ab von der Verteilung von Impfstoffen, dem Ausmaß, in dem die Covid-19-induzierten Beschränkungen aufgehoben werden und vom Umfang und der Wirksamkeit der Konjunkturpakete. Die aktuellen Wirtschaftsprognosen gehen davon aus, dass das globale BIP das Niveau von 2019 übertreffen wird, was die Nachfrage nach Waren, Dienstleistungen und Energie steigen lässt. Allerdings bleiben die Verkehrstätigkeit und insbesondere der internationale Reiseverkehr weiterhin stark gedämpft.

Evolution of global GDP, total primary energy demand, and energy-related CO₂ emissions, relative to 2019.

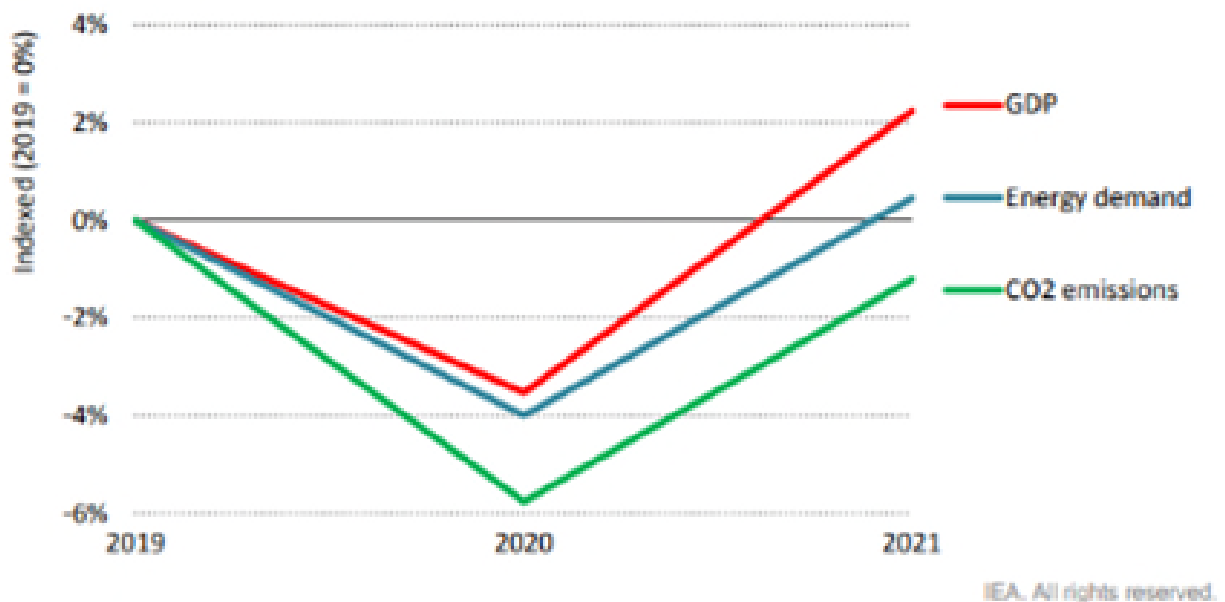


Abbildung 2: Weltweite Entwicklung von BIP, Energieverbrauch und CO₂ Emissionen seit 2019 [Quelle: IEA Global Energy Review 2021]

Der weltweite Erdgasverbrauch ging 2020 um 75 Mrd. Kubikmetern bei Normbedingungen⁴ (oder 1,9 Prozent gegenüber dem Vorjahr) zurück. Dies ist der stärkste Rückgang der Gasnachfrage in absoluten Zahlen, aber relativ gesehen wäre er auf dem Niveau von 2009. Der Rückgang konzentrierte sich auf die erste Jahreshälfte, in der der weltweite Gasverbrauch um etwa 4 Prozent gegenüber dem Vorjahr zurückging, was auf das außergewöhnlich milde Wetter und die Covid-19 Pandemie zurückzuführen war. Im Jahr 2020 war die Gasnachfrage deutlich weniger stark betroffen als die Öl- oder Kohlenachfrage, und im dritten Quartal war eine allmähliche Erholung der Gasnachfrage zu beobachten, als die Covid-19 Maßnahmen nachließen bzw. teilweise aufgehoben wurden. Diese relative Widerstandsfähigkeit lässt sich teilweise durch die Um-

⁴ Druck P_n von 1,01325 bar, Luftfeuchtigkeit von 0 Prozent (trockenes Gas) und Temperatur von 273,15 K (t_n = 0 °C), zur besseren Lesbarkeit wird der Zusatz „Normbedingungen“ bei der Maßeinheit im Bericht weggelassen.

stellung der Stromerzeugung auf andere Brennstoffe erklären. Besonders bemerkenswert war diese Umstellung in den Vereinigten Staaten, wo die Gasnachfrage für die Stromerzeugung trotz rückläufiger Stromnachfrage im Jahresvergleich um rund 2 Prozent zunahm, während in Europa die gasbefeuerte Stromerzeugung von den niedrigen Preisen und einer deutlichen Erholung der CO₂-Preise in der zweiten Hälfte des Jahres 2020 profitierte. In Asien nahm die Gasverstromung in China, Indien und Korea zu. Bei starken Rückgängen in Russland und im Nahen Osten machte der Gasverbrauch im Stromsektor dennoch ein Viertel des Rückgangs der Gasnachfrage im Jahr 2020 aus. Weitere Rückgänge kamen aus dem Gebäude- und dem Industriesektor, die 30 Prozent bzw. fast 20 Prozent des Rückgangs der gesamten Gasnachfrage im Jahr 2020 ausmachten.

Es wird erwartet, dass sich die weltweite Gasnachfrage im Jahr 2021 um 3,2 Prozent erholen wird, wodurch die Verluste des Jahres 2020 ausgeglichen werden und die Nachfrage um 1,3 Prozent über das Niveau von 2019 steigt. Diese Erholung der Gasnachfrage wird vor allem von schnell wachsenden Märkten - in erster Linie in Asien und in geringerem Maße im Nahen Osten - getragen und unterliegt Unsicherheiten in Bezug auf die Erholung der Industrie oder die Entwicklung der Brennstoffpreise. Es wird erwartet, dass sich die Nachfrage in der Europäischen Union auf das Niveau von 2019 erholen wird. Das Wachstum in den Vereinigten Staaten ist langsamer, und es wird erwartet, dass die Nachfrage dort 2021 nicht wieder das Niveau von 2019 erreicht. Die unterdurchschnittlich kalten Temperaturen in den ersten Monaten des Jahres 2021 auf der gesamten Nordhalbkugel haben die Gasnachfrage erhöht. Winterstürme führten auch zu einigen Preisspitzen, zunächst im Januar in Nordostasien und dann im Februar in Nordamerika, insbesondere in Texas. Steigende Preise haben die Wettbewerbsfähigkeit von Gas in der Stromerzeugung in Frage gestellt, wie in den Vereinigten Staaten zu sehen ist, wo die Nachfrage im ersten Quartal 2021 geringer war als im ersten Quartal 2020. Über das ganze Jahr hinweg wird die Gasnachfrage aufgrund der höheren Gaspreise in den Vereinigten Staaten voraussichtlich auf dem Niveau von 2020 liegen und damit etwa 2 Prozent unter dem Niveau von 2019. In der Europäischen Union stützen die höheren Preise für Kohle die Nachfrage für Gas im Vergleich zu Kohle; vorläufige Daten für das erste Quartal 2021 zeigen einen Anstieg der Gasnachfrage in Europa um 8 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Anders sieht es in den asiatischen Entwicklungsländern aus, wo die Nachfrage im Jahr 2021 um 7 Prozent gegenüber 2020 steigen wird, was einem Anstieg von 8,5 Prozent gegenüber 2019 entspricht. China führt den Anstieg an, wobei die Nachfrage 2021 um mehr als 14 Prozent (oder 44 Mrd. Kubikmetern) über dem Niveau von 2019 liegt.

Natural gas demand growth by region and sector, 2019-2021

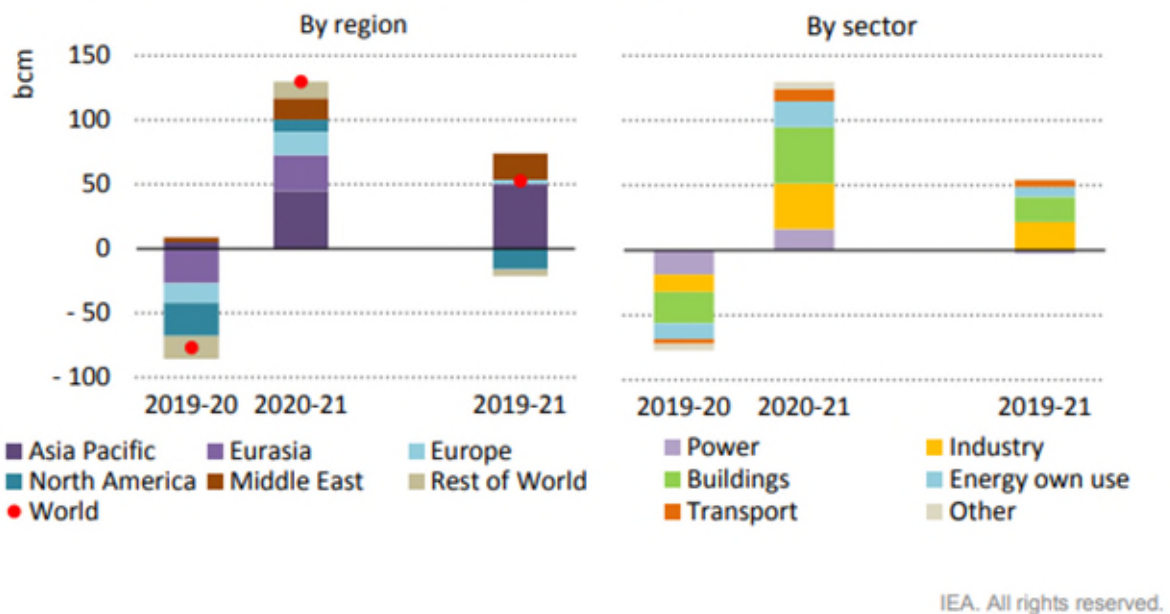


Abbildung 3: Entwicklung des Erdgasverbrauchs in unterschiedlichen Regionen und Sektoren seit 2019
[Quelle: IEA Global Energy Review 2021]

Es wird erwartet, dass der Industrie- und Gebäudesektor das Wachstum der Gasnachfrage im Jahr 2021 anführen, wobei die Industrienachfrage um fast 5 Prozent steigt, da sich die globale Produktion und das Handelsvolumen erholt. China, Indien und andere schnell wachsende asiatische Märkte sind die Treiber dieses Wachstums. Der Verbrauch im Gebäudesektor steigt ebenfalls um etwa 5 Prozent, unterstützt durch kältere Temperaturen in Q1 2021. Der Gasverbrauch für die Stromerzeugung wird voraussichtlich nur um 1 Prozent zunehmen, aufgrund des niedrigen Wachstums der Stromnachfrage, steigende Kapazitäten der erneuerbaren Energien und des härteren Preiswettbewerbs durch Kohle.

Die weltweite Gasnachfrage im Jahr 2021 ist nach wie vor mit erheblichen Unsicherheiten behaftet, auch aufgrund Unsicherheiten bei der Stromnachfrage und Industrieproduktion, sowie der Preisentwicklung von Gas gegenüber Kohle in Schlüsselmärkten wie den Vereinigten Staaten, sowie in Bezug auf das Wetter in der nördlichen Hemisphäre gegen Ende des Jahres 2021⁵.

⁵ Siehe IEA Global Energy Review 2021.

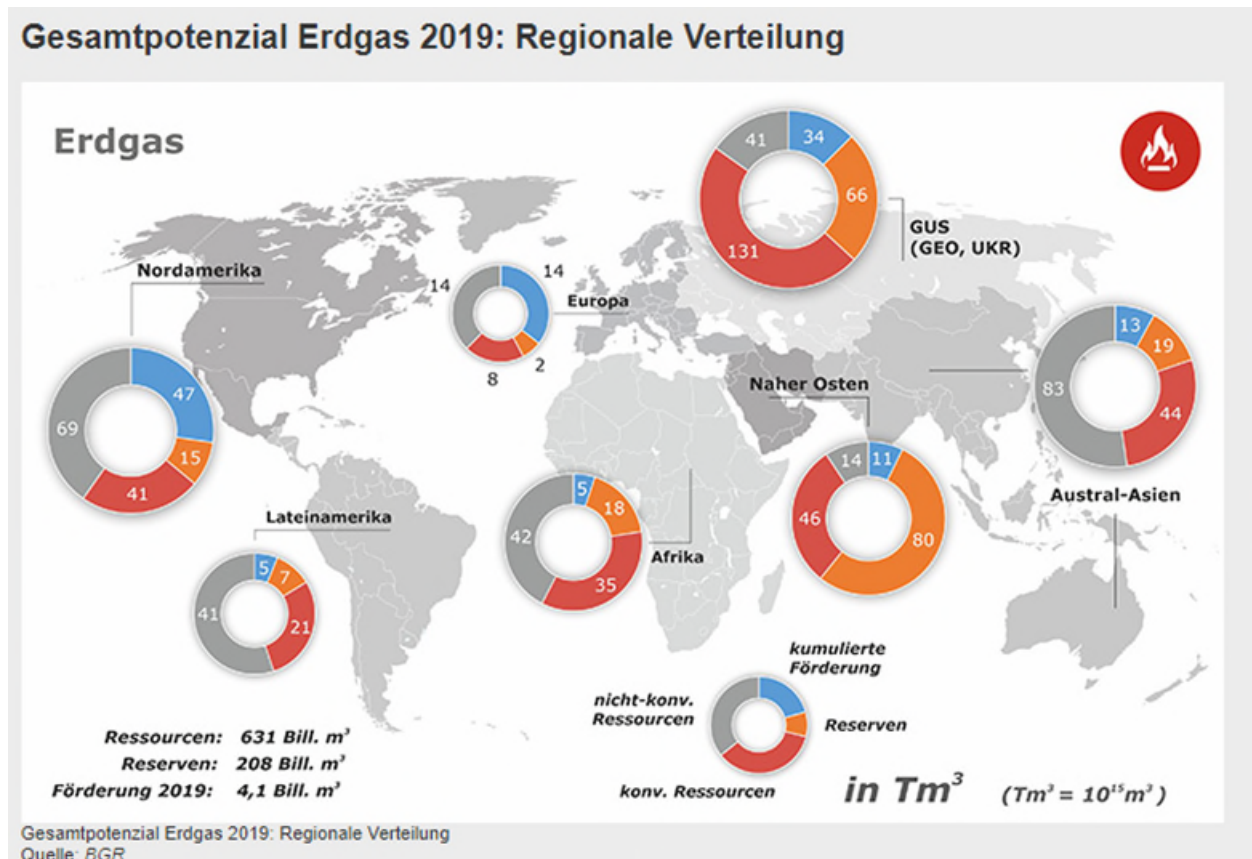


Abbildung 4: Gesamtpotentiale von Erdgas in verschiedenen Regionen in 2019 [Quelle BGR]

Reserven und Ressourcen beschreiben die mengenmäßige geologische Verfügbarkeit von Erdgas. Reserven werden als nachgewiesene, zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Erdgasmengen definiert. Dagegen werden unter Ressourcen nachgewiesene, aber derzeit technisch und/oder wirtschaftlich nicht gewinnbare sowie nicht nachgewiesene, aber geologisch mögliche, künftig gewinnbare Erdgasmengen verstanden. Die gegenwärtig verfügbaren Erdgasvorkommen konzentrieren sich mit zusammen etwas mehr als die Hälfte der weltweiten Erdgasreserven in der Russischen Föderation, im Iran und in Katar (BGR (2021): Energiedaten 2019).

Die Angebotssituation für Erdgas diversifiziert sich auch weltweit durch den zunehmenden Aufbau von LNG-Import- und Exportinfrastruktur. Nach zwei starken Jahren der Vertragsabschlüsse in den Jahren 2018-19 hat die derzeitige Marktunsicherheit die Vertragsabschlüsse in diesem Jahr bisher gebremst. Das Gesamtvolumen der abgeschlossenen Verträge belief sich 2019 auf rund 74 Mrd. Kubikmetern, was einem Rückgang von über 22 Prozent gegenüber 95 Mrd. Kubikmetern im Vorjahr entspricht. Von 2014 bis 2019 lag das durchschnittliche jährliche Vertragsvolumen bei 72 Mrd. Kubikmetern. Im Jahr 2020 wurden bisher nur 35 Mrd. Kubikmetern an Verträgen abgeschlossen, etwa die Hälfte des Volumens zu diesem Zeitpunkt im letzten Jahr. Ohne weitere Vertragsabschlüsse würde dies einen Rückgang von über 50 Prozent gegenüber dem Vorjahr bedeuten. Im Durchschnitt wurden von 2015 bis 2019 jährlich 63 Verträge abgeschlossen. Nur 32 Verträge wurden bisher im Jahr 2020 unterzeichnet.

Es stehen jetzt 42 LNG-Importnationen 20 LNG exportierenden Ländern gegenüber. Neue Verflüssigungsanlagen an Land wurden in Australien, in den USA, in Russland und in Kamerun in Betrieb genommen. Europa bezog in 2018 LNG vor allem aus Katar (23 Mrd. Kubikmetern), Algerien (13 Mrd. Kubikmetern)

und Nigeria (13 Mrd. Kubikmetern). Der Anteil aus den USA erhöhte sich zum Vorjahr auf 3,7 Mrd. Kubikmetern, liegt aber hinter der Russischen Föderation mit 6,8 Mrd. Kubikmetern. Mittel- bis langfristig ist weiterhin mit einer deutlichen Ausweitung des LNG-Handels in Europa zu rechnen.

Derzeit werden die europäischen Märkte weitgehend über Pipelines versorgt. In Europa wurde pipelinegebundenes Erdgas vor allem von Russland, Norwegen und Algerien bezogen.

Die globalen Erdgasressourcen belaufen sich unverändert auf rund 631 Billionen Kubikmetern. Die weltweiten Erdgasressourcen werden durch die konventionellen Vorkommen dominiert. Die mit Abstand größten Erdgasressourcen werden für Russland ausgewiesen, gefolgt von den USA, China, Australien und Kanada. Auch wenn nur die konventionellen Erdgasressourcen der Welt betrachtet werden, hat Russland die umfangreichsten Vorkommen, gefolgt von den USA, China und Saudi-Arabien (BGR, 2019).

3.2 Angebots- und Nachfrageentwicklung in Europa

Zur Deckung des Erdgasbedarfs in Europa kann einerseits auf innereuropäische Produktion zurückgegriffen werden, andererseits tragen wachsende 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. Der Erdgasverbrauch der EU 28 betrug 2019 480 Milliarden Kubikmeter. 2019 zählten das Vereinigte Königreich mit 79,9 Milliarden Kubikmetern und Italien mit 70,8 Milliarden Kubikmetern gemeinsam mit Deutschland mit 88,7 Milliarden Kubikmetern zu den größten Erdgasverbrauchern Europas.⁶

3.3 Erdgasversorgung in Deutschland

Erdgas nimmt in dem Energiemix in Deutschland eine gewichtige Stellung ein. Zur Betrachtung der Versorgungssicherheit ist daher eine Gegenüberstellung der Nachfrageentwicklung wie auch der Angebotsseite notwendig. Auf der Angebotsseite ist zunächst feststellbar, dass die Bundesrepublik ihren Bedarf an Erdgas nur zu einem Teil aus eigener Produktion decken kann, dessen Anteil weiter abnehmend ist. Die Bundesrepublik ist daher überwiegend auf Erdgasimporte angewiesen, was einerseits eine ausreichende Importinfrastruktur, andererseits ausreichende Bezugsquellen bedingt. In den folgenden Kapiteln werden die wesentlichen Aspekte des deutschen Marktes näher betrachtet.

3.3.1 Nachfrageentwicklung

Der 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 2020 betrug der PEV in der Bundesrepublik insgesamt 11.784 Petajoule und nahm gegenüber 2019 um 8 Prozent ab.

⁶ BGR-Energiestudie 2019, 1.000 Nm = 38x109 J.

Erdgas war mit einem Anteil von 26,6 Prozent (2019: 25,1 Prozent) nach Mineralöl mit 33,7 Prozent (2019: 35,2 Prozent) größter Bestandteil des deutschen Energiemixes. Nach vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB) betrug der deutsche Gasverbrauch 3.136 Petajoule (2019: 3.214 Petajoule)⁷ Im Vergleich zum Vorjahr sank demnach der Erdgasverbrauch um 2,4 Prozent.

Bedingt durch die Auswirkungen der Corona-Pandemie, aber auch aufgrund der bereits seit dem 3. Quartal 2018 eingetrübten Konjunktur, zeigte sich die Nachfrage der Industrie nach Erdgas 2020 spürbar rückläufig. Nach bislang vorliegenden Daten ging der Erdgasverbrauch des Industriesektors (Bergbau und Verarbeitendes Gewerbe einschließlich der von diesen Unternehmen selbst betriebenen Kraftwerke) um ca. 4 Prozent zurück.

Der Erdgasverbrauch der Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsunternehmen verringerte sich ebenfalls sichtbar. Das sich bisher abzeichnende Verbrauchsminus von mehr als 5 Prozent ist zum allergrößten Teil auf die Schließungen des Einzelhandels, des Gaststätten- und Hotelgewerbes sowie körpernaher Dienstleistungen im Frühjahr und dem Herunterfahren des öffentlichen Lebens im 4. Quartal 2020 zurückzuführen.

Hingegen ist der Absatz an private Haushalte (und die sie versorgenden Wohnungsgesellschaften) voraussichtlich um 2,5 Prozent gestiegen, da sich die Menschen in 2020 aufgrund der Maßnahmen zur Eindämmung der Covid-19-Pandemie („Lockdown“) zwangsläufig mehr zuhause aufhielten. Verstärkt wird der Zuwachs durch einen weiterhin hohen Zubau an erdgasbeheizten Wohnungen. Etwas gedämpft wird das erwartete Verbrauchsplus durch die im Vorjahresvergleich mildere Witterung 2020.

Der Einsatz von Erdgas als Brennstoff in den Kraft- und Heizkraftwerken der Stromversorgung nahm 2020 zu. Lediglich im Oktober sorgten starke Windstromeinspeisungen für eine deutlich geringere Erzeugung der Gaskraftwerke. In Summe wurden in den Kraftwerken der Stromversorger, der Industriebetriebe und in Blockheizkraftwerken sonstiger Stromerzeuger im Jahr 2020 rund 92 Mrd. kWh Strom erzeugt. Das entspricht einem Zuwachs von 2,1 Prozent verglichen mit dem Vorjahr. Während jedoch die Stromerzeugung der Industriekraftwerke rückläufig war, erzeugten die Anlagen der allgemeinen Stromversorgung 6,8 Prozent mehr Strom. Für die Wärmeerzeugung bei den Fernwärmeversorgern wurde ebenfalls mehr Erdgas eingesetzt. Vorläufige Zahlen zeigen ein Plus von 4,8 Prozent beim Brennstoffeinsatz von Erdgas in den Heiz- und Heizkraftwerken der allgemeinen Versorgung (≥ 1 MWel)⁸.

3.3.2 Förderung von Erdgas in Deutschland

Im Jahr 2020 ging die Erdgasproduktion in Deutschland um 0,9 Mrd. m³ auf nunmehr 5,1 Mrd. m³ produzierten Reingases⁹ zurück. Das entspricht einem Rückgang von 15 Prozent gegenüber dem Jahr 2019. Der Rückgang der Produktion ist im Wesentlichen auf die zunehmende Erschöpfung der großen Lagerstätten

⁷ Sofern statistische Daten auf dem oberen Heizwert (Brennwert) beruhen, werden sie für die Energiebilanz mit dem Faktor 0,9024 in den unteren Heizwert umgerechnet.

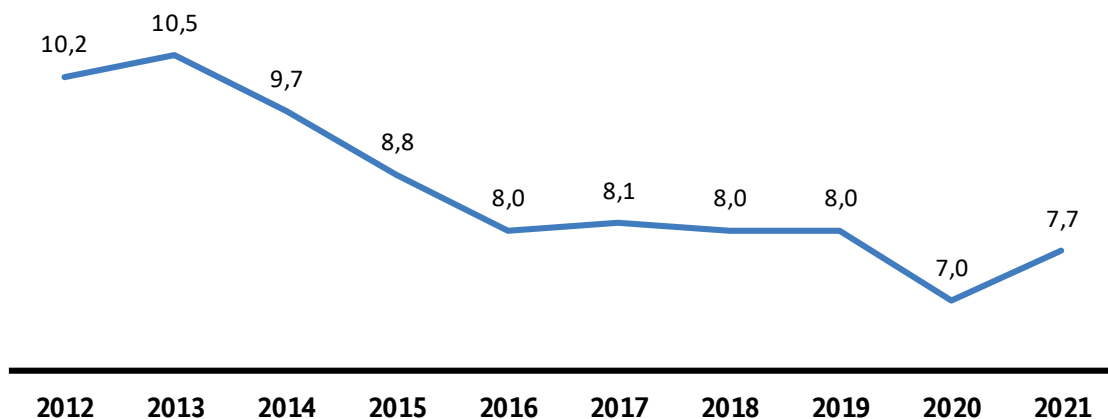
⁸ Siehe AG Energiebilanzen: Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020.

⁹ Die Reingasmenge ist eine kaufmännisch relevante Größe, da Erdgas nicht nach seinem Volumen, sondern nach seinem Energieinhalt (9,7692 kWh/m³) veräußert wird. Dem gegenüber steht das Rohgas, welches einen natürlichen Brennwert, der von Lagerstätte zu Lagerstätte unterschiedlich sein kann, besitzt (in DE zwischen 2 und 12 kWh/m³).

und damit einhergehend auf deren natürlichen Förderabfall zurückzuführen.¹⁰ Hinzu kommt das Ausbleiben nennenswerter Neufunde.

Das Verhältnis zwischen Reserve und Produktion (ehem. statische Reichweite) der sicheren und wahrscheinlichen Erdgasreserven betrug 7,7 Jahre mit Stand 1. Januar 2021. Errechnet wird dieser Wert aus den sicheren und wahrscheinlichen Rohgasreserven und der letztjährigen Fördermenge für Rohgas. Die statische Reichweite berücksichtigt nicht den natürlichen Förderabfall der Lagerstätten und ist deshalb nicht als Prognose, sondern als Momentaufnahme und Orientierungsgröße zu sehen.¹¹

Gas: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven in Jahren



Quelle: Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen

Abbildung 5: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 2001

3.3.3 Entwicklung der Im- und Exporte von Erdgas

Zur Beurteilung der Im- und Exporte werden die physikalischen Gasflüsse an den Grenzübergangspunkten herangezogen, die von den FNB täglich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden. Die erfassten Import- und Exportmengen können infrastrukturbedingt auch Transitmengen (Ringflüsse) beinhalten (z. B. Gas-mengen die über die Gasleitung GAZELLE am GÜP Olbernhau Deutschland verlassen und am GÜP Waidhaus wieder das deutsche Netz erreichen).

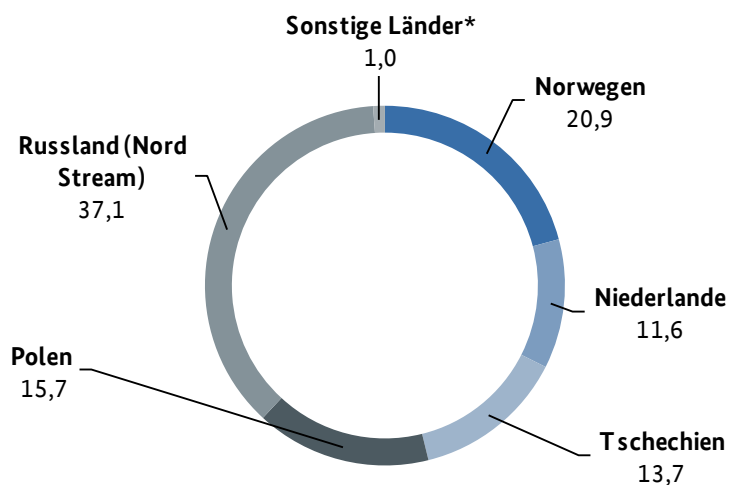
Im Jahr 2020 betrug die Importmenge an Erdgas nach Deutschland 1.674 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert von 1.703 TWh sanken die Importe nach Deutschland um 28 TWh. Bei der Betrachtung der Herkunftsländer wird auf die Länder abgestellt, die das Übergabeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen.

¹⁰ Quelle: Jahresbericht „Erdöl- und Erdgasreserven in der Bundesrepublik Deutschland am 1. Januar 2021“; Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie; Niedersachsen.

¹¹ Ebenso.

Die wichtigsten Bezugsquellen für nach Deutschland importiertes Gas sind nach wie vor Russland und Norwegen. Aber auch die Niederlande, die als etablierter und liquider Europäischer Produzent und Handelsplatz bzw. als Anlandepunkt für Flüssiggaslieferungen und als Verbindung zu den Erdgasquellen in Norwegen und dem Vereinigten Königreich eine bedeutende Bezugsquelle für deutsche Importeure sind. Durch die verbesserte Integration der nationalen Märkte und die effizientere Bewirtschaftung von Grenzübergangskapazitäten werden grenzüberschreitende Handelsgeschäfte erleichtert und zusätzliche Alternativen für Gashändler geschaffen.

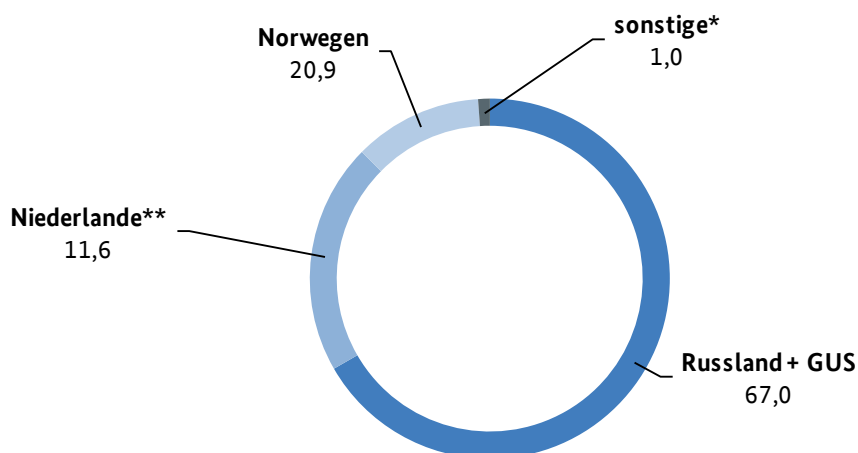
**Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse)
in 2020 - Aufteilung nach Übergabeländern
in Prozent**



* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Österreich

Abbildung 6: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2020 - Aufteilung nach Übergabeländern

**Gas: Nach Deutschland importierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse)
in 2020 - Aufteilung nach Quellenländern
in Prozent**



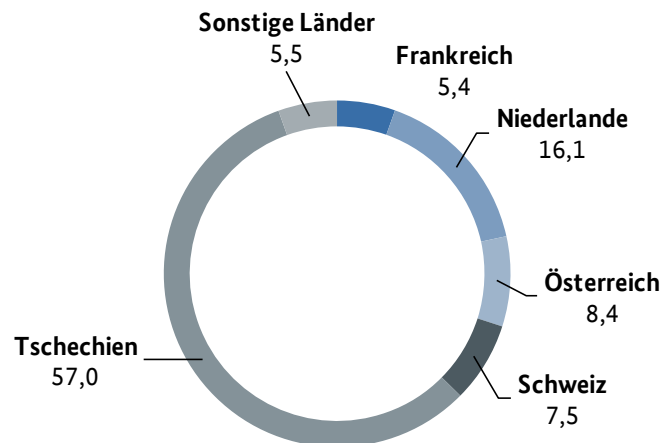
* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Österreich

** enthält Gas aus GB

Abbildung 7: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2020 - Aufteilung nach Quellenländern

Im Jahr 2020 betrug die Exportmenge an Erdgas aus Deutschland 814 TWh. Basierend auf dem Vorjahreswert in Höhe von 701 TWh stiegen die Exporte aus Deutschland um 113 TWh. Bei der Betrachtung der Exporte wird auf die Länder abgestellt, die das Übernahmeland am jeweiligen Grenzübergangspunkt darstellen.

**Gas: Aus Deutschland exportierte Gasmengen (physikalische Lastflüsse)
in 2020 - Aufteilung nach Übernahmелändern
in Prozent**



* Sonstige Länder: Belgien, Dänemark, Luxemburg, Polen

Abbildung 8: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2020 - Aufteilung nach Übernahmелändern

Die nachfolgenden Tabellen beinhalten eine konsolidierte Betrachtung der Import- und Exportmengen unterteilt nach den Übernahme- bzw. Übergabeländern, um die Veränderungen zwischen den Kalenderjahren 2020 und 2019 darzustellen.

Gas: Veränderungen der Importe (physikalische Lastflüsse)

	Importe 2020 in TWh	Importe 2019 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Russland (Nord Stream)	621,4	613,9	7,5	1,2
Polen	263,4	287,5	-24,1	-8,4
Norwegen	349,1	300,2	48,9	16,3
Niederlande	194,3	241,7	-47,4	-19,6
Tschechien	228,6	230,1	-1,5	-0,7
Österreich	7,8	17,4	-9,6	-55,2
Belgien	9,6	9,3	0,3	3,2
Dänemark	0,0	2,5	-2,5	-100,0
Summe	1.674,2	1.702,6	-28,4	-1,7

Abbildung 9: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2020 und 2019

Gas: Veränderungen der Exporte (physikalische Lastflüsse)

Übernahmeland	Exporte 2020 in TWh	Exporte 2019 in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in TWh	Veränderung im Jahresvergleich in Prozent
Tschechien	464,0	362,9	101,1	27,9
Niederlande	131,3	140,9	-9,6	-6,8
Schweiz	61,4	79,4	-18,1	-22,7
Österreich	68,4	48,2	20,2	41,9
Frankreich	44,3	46,7	-2,4	-5,1
Belgien	7,1	17,6	-10,5	-59,4
Polen	8,2	4,1	4,1	100,5
Luxemburg	1,8	1,2	0,6	47,5
Dänemark	27,6	0,1	27,5	27540,0
Summe	814,2	701,1	113,1	16,1

Abbildung 10: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2020 und 2019

3.3.4 Marktraumumstellung

Die Marktraumumstellung, d. h. die von den Fernleitungsnetzbetreibern koordinierte Umstellung von niedrigkalorischem Erdgas (L-Gas) auf hochkalorisches Erdgas (H-Gas) ist ein zentrales Thema der Gasversorgung. Das H-Gas wird überwiegend in Russland sowie Norwegen gewonnen und hat im Vergleich zu L-Gas einen höheren Brennwert. Da die Brennwerte stark variieren, müssen die Gase in separaten Leitungssystemen transportiert werden, damit jedes Heizgerät mit dem dazu passenden Erdgas versorgt werden kann. Auf Grund dessen ist eine Anpassung der Heizgeräte im Zuge der Marktraumumstellung für einen zukünftig sicheren Betrieb unabdingbar. Nötig wird die Umstellung der L-Gas-Gebiete im Norden und Westen Deutschlands durch den kontinuierlichen Rückgang der deutschen L-Gas-Produktion und die sinkenden Importe von L-Gas aus den Niederlanden. Nach aktuellem Stand sollen ab dem 1. Oktober 2029 keine signifikanten Mengen niederländischen L-Gases mehr nach Deutschland exportiert werden. Die daraus resultierende Knappheit der L-Gas-Ressourcen bedeutet, dass L-Gas bis 2030 weitgehend aus dem deutschen Gasmarkt verschwunden sein wird. Aus diesem Grund treffen die verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber und die betroffenen Verteilernetzbetreiber Maßnahmen, die verhindern sollen, dass die rückläufige L-Gas-Verfügbarkeit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt. Von der veränderten Erdgasversorgungsstruktur sind über vier Millionen Haushaltskunden, Gewerbe- und Industriekunden mit geschätzten 4,9 Mio. Gasverbrauchsgeräten betroffen. Sie müssen schrittweise von L-Gas auf H-Gas angepasst werden. Die Umstellung der deutschen L-Gasnetze auf eine H-Gas-Versorgung startete im Jahr 2015 erfolgreich mit der Umstellung in kleineren Netzgebieten. Mittlerweile sind auch alle großen Netzbetreiber mitten im Umstellungsprozess. Die Fernleitungsnetzbetreiber Gastransport Nord, Gasunie Deutschland Transport Services, Nowega, Open Grid Europe sowie Thyssengas sind von der Marktraumumstellung unmittelbar betroffen. Die geplanten Umstellungen der einzelnen Netzbetreiber finden tendenziell in den verbrauchsärmeren Monaten zwischen April und Oktober statt. Hierbei werden von 2021

bis 2025 im Bereich der RLM-Kunden etwa 4.700 Umstellungen durchgeführt und im Bereich der SLP-Kunden rund 2,1 Mio. Umstellungen.

Gas: Umzustellende RLM-Kunden

Anzahl

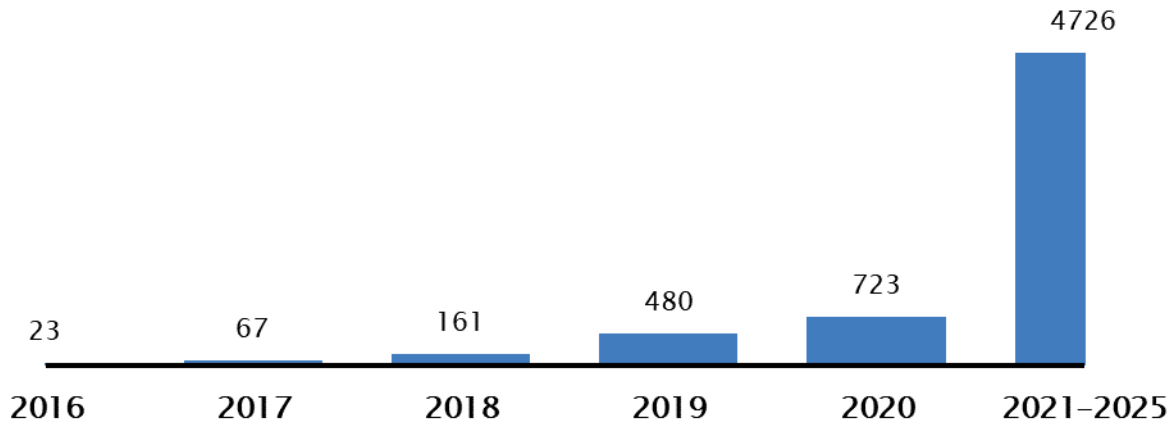


Abbildung 11: Umzustellende RLM Kunden

Gas: Umzustellende SLP-Kunden

Anzahl

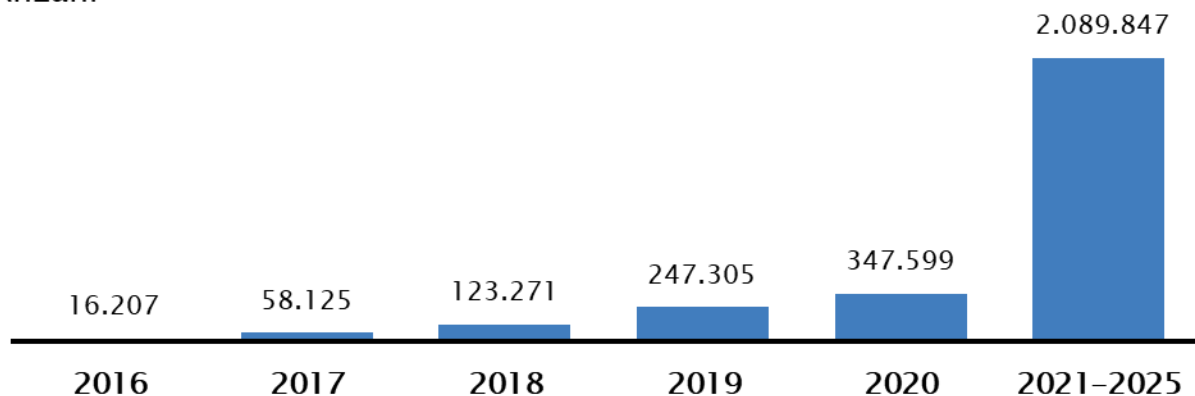


Abbildung 12: Umzustellende SLP Kunden

Wegen der großen Zahl an Geräteanpassungen nutzen die Netzbetreiber die Expertise von Fachunternehmen, die über eine Zertifizierung nach DVGW G676-B1 verfügen. Die Anpassung erfolgt in drei Schritten: Zunächst erfolgt eine Geräteerhebung, bei der alle ans Netz angeschlossenen Gasverbrauchsgeräte erfasst werden. Auf Basis dieser Erhebung wird vom Projektmanagement die Anpassung der Geräte geplant. Im nächsten Schritt werden alle Geräte an die geänderte Gasqualität angepasst. Das geschieht in den meisten Fällen durch einen Austausch der Düsen in den Geräten. Im letzten Schritt werden zehn Prozent der Geräte im Rahmen einer Qualitätskontrolle nochmals überprüft. Noch vor wenigen Jahren gab es lediglich ein bis zwei Unternehmen, die derartige Dienstleistungen erbracht haben. Seit der Ankündigung der Marktraumumstellung entwickelt sich allerdings ein Markt mit zunehmendem Wettbewerb, an dem sich derzeit 40 Unternehmen beteiligen. Vor einem Jahr waren es noch 41 Unternehmen. Die Resonanz auf die diesbezüglich durchgeführten Ausschreibungen der Netzbetreiber war auch 2020 hoch.

Gas: Bewerbungen und Zuschläge für die Aufgabenpakete der Marktraumumstellung

Arbeitspakete	Bewerbungen				Zuschläge			
	2017	2018	2019	2020	2017	2018	2019	2020
Erhebungsarbeiten	7,1	7,3	7,3	9,4	3,8	2,6	3,3	3,6
Kontrolle Erhebungsarbeiten	5,2	4,5	4,0	5,3	1,2	1,0	1,0	1,1
Umstellung und Anpassung	7,0	7,4	7,3	9,2	3,7	2,6	3,3	3,5
Kontrolle Umstellung und Anpassung	5,2	4,6	4,5	5,6	1,5	1,0	1,0	1,1
Projektmanagement	4,2	4,4	3,8	4,3	1,1	1,0	1,0	1,0

Abbildung 13: Bewerbung und Zuschläge Aufgabenpakete MRU

Bei den in 2020 von insgesamt 35 Netzbetreibern erhobenen 593.827 Geräten handelte es sich um 256.396 Brennwertgeräte (43,2 Prozent) und 63.605 adaptierende Geräte (10,7 Prozent). In 2019 lag die Quote der Brennwertgeräte bei 46,6 Prozent und die der selbstadaptierenden Geräte noch bei 11,7 Prozent. Angepasst wurden im Berichtszeitraum von den teilnehmenden Netzbetreibern 347.599 Geräte von SLP-Kunden und 723 Geräte von RLM-Kunden. Technisch nicht anpassbar waren von den angepassten Geräten insgesamt 9.066 Geräte. Das entspricht einer Quote von 2,6 Prozent, nachdem 2,2 Prozent der Geräte in 2019 nicht anpassbar waren.

Der in § 19a Abs. 3 EnWG etablierte Erstattungsanspruch von 100 Euro bei der Neuanschaffung eines Gerätes, das im Rahmen der Marktraumumstellung dann nicht mehr angepasst werden muss, wurde 1.866-mal in Anspruch genommen (2019: 1.523). Den Kostenerstattungsanspruch der GasGKErstV nahmen 287 Kunden in Anspruch, eine deutliche Steigerung im Vorjahresvergleich (2019: 193 Inanspruchnahmen).

Der Beginn des Jahres 2021 stand auch für die Marktraumumstellung weiter im Zeichen der Corona-Pandemie. Allerdings überwogen dieses Mal die Vorteile von Home-Office und wenig Reisen. Fast alle Netzbetreiber und Anpassungsunternehmen berichteten von ausgesprochen guten Erreichbarkeiten für die Umstellmaßnahmen. Auch wenn einzelne Schritte durch die etablierten Hygiene- und Schutzmaßnahmen länger dauern, überwiegen bei vielen die Vorteile der guten Erreichbarkeit.

3.3.5 Biogas (einschließlich Synthesegas)

Per 31. Dezember 2020 ergeben sich bei der Einspeisung von Biogas im Sinne des § 3 Nr. 10c EnWG folgende Kennzahlen:

Gas: Kennzahlen Biogaseinspeisung in 2020

	Vertraglich vereinbarte Einspeiseleistung in Mio. kWh/h	Einspeisung in Mio. kWh/a	Anlagenanzahl
Biomethan	2,463	9.591,0	208
Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt worden ist, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom nachweislich weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,003	2,8	7
Synthetisch erzeugtes Methan, wenn der zur Elektrolyse eingesetzte Strom und das zur Methanisierung eingesetzte Kohlendioxid oder Kohlenmonoxid weit überwiegend aus erneuerbaren Energiequellen stammt. ^[1]	0,041	0,3	2
Sonstige (Gas aus Biomasse, Deponiegas, Klärgas, Grubengas)	0,026	474,0	16
Gesamt	2,533	10.068,1	233

[1] im Sinne der Richtlinie 2009/28/EG (Abl. L 140 vom 5. Juni 2009, S. 16)

Abbildung 14: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2020

Die Biogas-Wälzungskosten der Gasnetzbetreiber auf alle Netznutzer betrugen im Jahr 2020 ca. 197 Millionen Euro. Pro eingespeister kWh Biogas ergeben sich damit Wälzungskosten in Höhe von ca. 0,0195 Euro. Dieser Wert entspricht ungefähr dem mehrjährigen Mittel, die Kosten der Netzbetreiber korrelieren eng mit der eingespeisten Menge.

3.3.6 Gasspeicher

3.3.6.1 Zugang zu Unterspeicherspeichersanlagen

Am Monitoringbericht 2021 von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt nach § 51 EnWG¹² nahmen 23 Betreiber von Unterspeicherspeichersanlagen teil. Sie betreiben und vermarkten insgesamt 31 Unterspeicherspeichersanlagen (UGS). Zwei UGS werden aktuell nicht mehr vermarktet. Zum Stichtag 31. Dezember 2020 beträgt das in den UGS maximal nutzbare Arbeitsgasvolumen insgesamt 274,72 TWh¹³. Davon entfallen 136,01 TWh auf Kavernenspeicher-, 117,01 TWh auf Porenspeicherspeichersanlagen und 21,71 TWh auf sonstige Speicherspeichersanlagen. Entsprechend der Struktur des deutschen Erdgasmarktes ist der weitaus größte Teil von Speicherspeichersanlagen für die Speicherung von H-Gas ausgelegt (251,86 TWh; 22,87 TWh für L-Gas).

¹² Veröffentlicht unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Monitoringberichte/start.html>

¹³ In diesem Wert sind die in Österreich gelegenen Speicher 7 Fields und Haidach (letzterer nur anteilig) enthalten, da sie direkt an das deutsche Gasnetz angeschlossen sind und somit Auswirkungen auf das deutsche Netz haben. Entsprechend werden in Deutschland gelegene, aber nur an das niederländische Netz angeschlossene Speicher nicht berücksichtigt, da sie keine unmittelbaren Auswirkungen auf das deutsche Gasnetz haben.

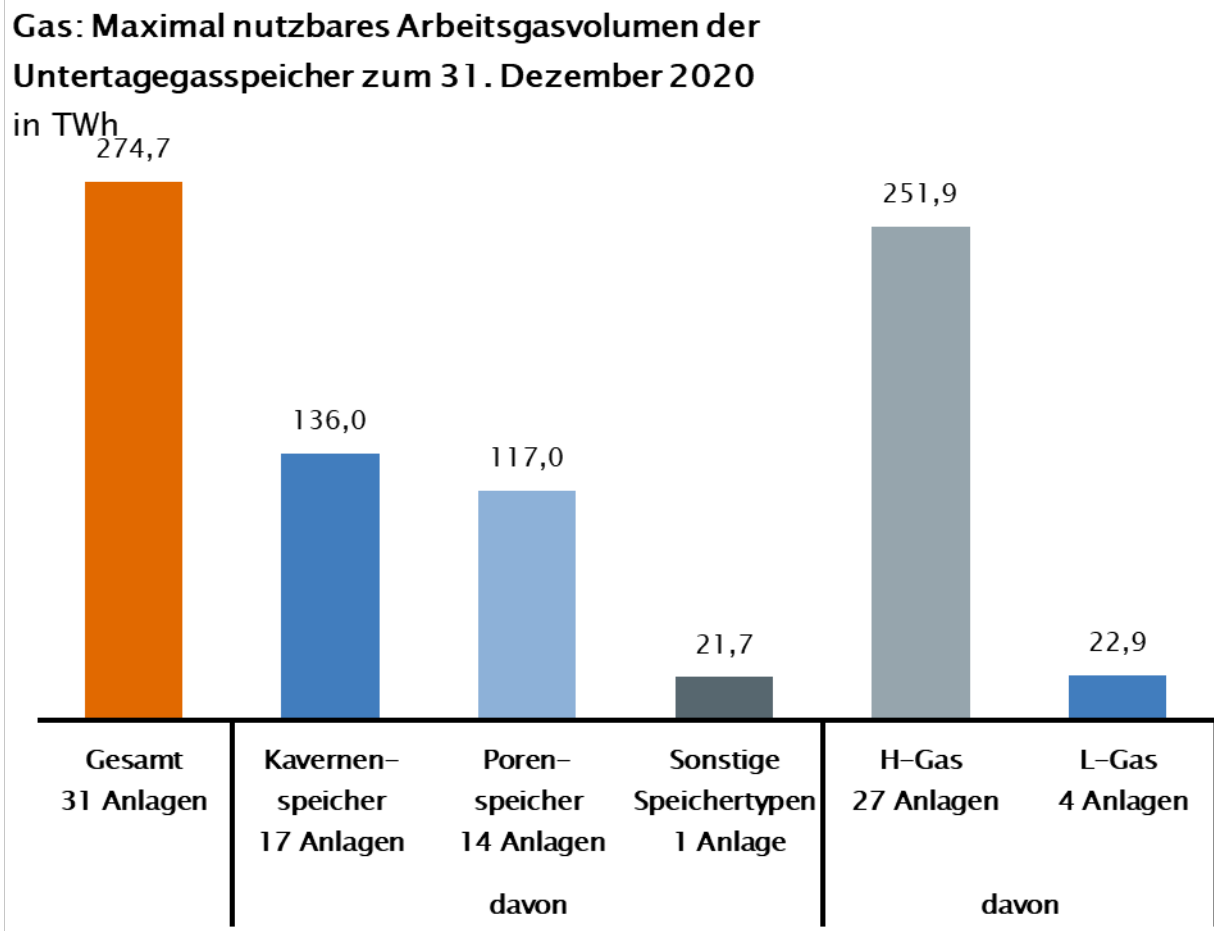


Abbildung 15: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2020

3.3.6.2 Nutzung der Untertagespeicheranlagen/ Kundenentwicklung

21 der 23 Speicherbetreiber beantworteten die Frage nach der Nutzung ihrer Speicher durch integrierte Unternehmen nach § 3 Nr. 38 EnWG. Die Spannweite der Angaben reicht von keiner Nutzung durch integrierte Unternehmen bis 100 Prozent Nutzung durch integrierte Unternehmen. Insgesamt sind rund 61 Prozent des Speichervolumens (rund 167,9 TWh) der 21 antwortenden Speicherbetreiber durch integrierte Unternehmen gebucht, bei mehr als der Hälfte der antwortenden Speicherbetreiber (12) liegt der Buchungsgrad durch integrierte Unternehmen bei über 75 Prozent (das entspricht einer Summe von 136,0 TWh). Entsprechend den erfassten Daten von 23 Unternehmen hatten diese in 2020 im Mittel 6,5 Speicherkunden (2019: 5,3). Die Entwicklung der Kundenzahlen pro Speicherbetreiber lässt sich in der folgenden Tabelle ablesen.

Gas: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

Anzahl der Speicherunternehmen

Anzahl Kunden	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
1	8	7	9	8	10	11	9	10	11	9
2	2	3	3	4	2	2	2	4	2	3
3 - 9	6	7	7	5	4	6	6	4	6	4
10 - 15	1	2	2	3	3	1	3	4	3	3
16 - 20	1	1	2	1	1	2	3	2	1	2
> 20	1	1	1	2	2	2	0	0	1	2

Abbildung 16: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber

3.3.6.3 Kapazitätsentwicklung

Die zum Stichtag 31. Dezember 2019 noch buchbaren freien Arbeitsgasvolumina der UGS sind in der nachstehenden Abbildung im Vergleich zu den Vorjahresstichtagen dargestellt.

Gas: Entwicklung des stichtagsbezogenen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden 2016 bis 2020
in TWh

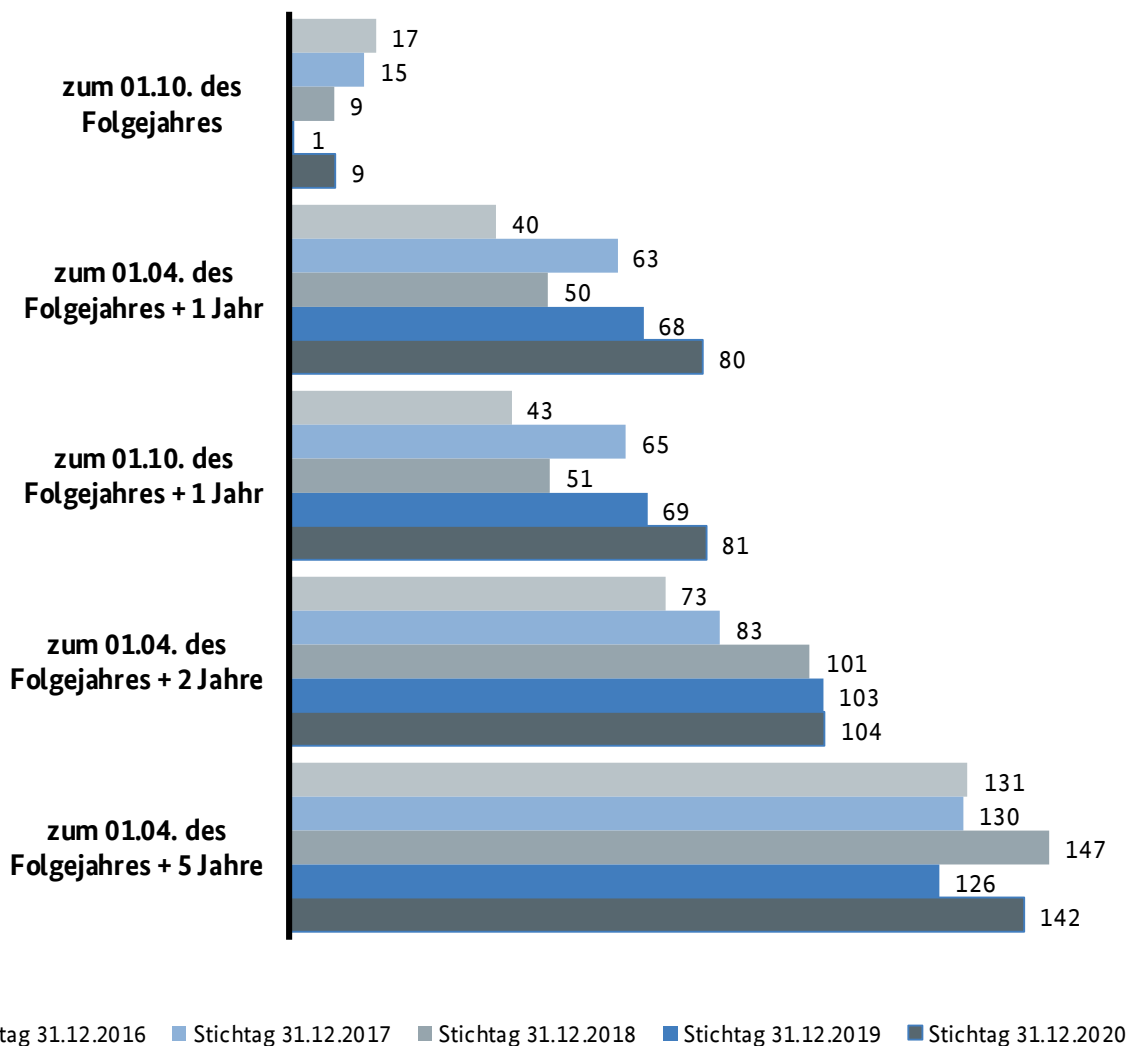


Abbildung 17: Entwicklung des stichtagsbezogenen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden

Im kurzfristigen Bereich (bis zum 1. Oktober 2020) ist das frei buchbare Arbeitsgasvolumen wieder angestiegen, auch die buchbaren Kapazitäten in den längerfristigen Bereichen sind leicht gestiegen.

3.3.7 Instrumente zur Sicherung der Gasversorgung

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

- Diversifikation der Importinfrastruktur
- inländische Netzinfrastuktur – Netzentwicklungsplanung
- Erdgasspeicher
- Diversifikation der Bezugsquellen

- Langfristige Gasimportverträge
- Inlandsförderung

3.3.7.1 Diversifikation der Importinfrastruktur

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

Russisches Gas wird zum einen seit 1999 durch die Jamal Europa Pipeline (Kapazität rd. 33 Milliarden Kubikmeter) und das Ukraine-Leitungssystem (Kapazität ca. 120 Milliarden Kubikmeter) nach Deutschland und Europa geleitet. Zum anderen erlauben es die zwei bestehenden Stränge der Nord Stream I 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 die 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 Kilometer 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 Gesamttransportkapazität von jährlich ca. 55 Milliarden Kubikmeter Erdgas und können Verbraucher in Deutschland, Dänemark, im Vereinigten Königreich, in den Niederlanden, Belgien, Frankreich, in der Tschechischen Republik und weiteren Ländern versorgen.

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

Das Projekt Nord Stream 2 soll die Kapazität der Ostseepipeline durch zwei zusätzliche Stränge um 55 Milliarden Kubikmeter pro Jahr erweitern. Nord Stream 2 ist ein Projekt der Nord Stream 2 AG, deren Anteilseigner Gazprom sowie ENGIE, OMV, Shell, Uniper und Wintershall Dea ist. Die Pipeline wurde am 10. September 2021 fertig gebaut und zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht in Betrieb genommen.

Die Europäische Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) verläuft von Greifswald (Lubmin) bis nach Deutschneudorf und weiter nach Tschechien. Der erste Strang wurde Ende 2019 fertiggestellt, der zweite wurde am 01. April 2021 fertig gestellt. Sie hat eine Gesamtlänge von rund 485 Kilometer. Die zwei Stränge der EUGAL sollen im Endausbau eine Kapazität von jährlich bis zu 51 Milliarden Kubikmeter Erdgas haben. Die EUGAL würde damit den Abtransport der, durch die Nord Stream 2, zusätzlich nach Deutschland gelangenden Gasmengen in den europäischen Binnenmarkt ermöglichen. Gegenwärtig soll die EUGAL ebenfalls für die Weiterleitung von ankommendem Erdgas der Nord Stream 1 genutzt werden.

Am 28. Juni 2013 verkündete das Gasförderkonsortium des aserbaidischen Erdgasfeldes Shah-Deniz II, ab 2018/19 Gas über die 870 Kilometer lange Transadriatische Pipeline (TAP) zu liefern. Mit der Transanatolischen Pipeline (TANAP) von Aserbaidshan bis zur türkisch-griechischen Grenze soll eine Kapazität von 16 Milliarden Kubikmeter geschaffen werden. 6 Milliarden Kubikmeter sind für die Türkei reserviert. 10 Milliarden Kubikmeter sollen von der türkisch-griechischen Grenze über die TAP durch Griechenland und Albanien sowie durch das Mittelmeer nach Italien weitergeleitet werden. In Italien und Griechenland erfolgt die Einbindung in bestehende Gasinfrastrukturen. Die Fertigstellung 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. Baubeginn der TANAP war im März 2015, der TAP-Bau wurde am 17. Mai 2016 offiziell begonnen. 2018 wurde die TANAP mit der TAP verbunden und am 30.11.2019 offiziell eingeweiht. Die Fertigstellung der TAP erfolgte planmäßig Ende 2020 und hatte im März 2021 bereits 1 Milliarde Kubikmeter Gas nach Europa transportiert.

Ende 2014 hat die Gazprom als Ersatz für die "South Stream" die alternative Route in die Türkei, "Turk Stream", vorgesehen. Die Turk Stream wurde Ende 2019 fertiggestellt und verläuft von dem russischen Küstenort Anapa durch das Schwarze Meer bis zur türkischen Grenze. Die Turk Stream verfügt über zwei Stränge mit einer Kapazität von je 15,75 Milliarden Kubikmeter, wobei ein Strang den türkischen Markt beliefert und einer für die Staaten der EU bereitgestellt wird. Gazprom plant den zweiten Strang von der Türkei über Bulgarien, Serbien, Ungarn bis in die Slowakei zu verlängern. Die Gaslieferungen nach Serbien haben am 01. Januar 2021 begonnen. Seit Anfang 2020 gibt es erste Lieferungen nach Bulgarien.

Europa bezieht gegenwärtig LNG-Lieferungen aus Russland, Katar, den USA, Nigeria und Algerien.

In der EU bestehen gemäß Angaben von Gas Infrastructure Europe (GIE) derzeit Regasifizierungskapazitäten von rund 6.160 GWh/d (Spanien 1.910; Vereinigtes Königreich 645; Frankreich 1.252; Italien 514; Niederlande 461; Belgien 541; Portugal 200; Griechenland 270; Polen 162; Litauen 122;). Weitere Bauvorhaben sind in Planung und werden die Anlandekapazitäten erhöhen.

Derzeit existiert keine LNG-Infrastruktur in Deutschland. Der Zugang zu LNG für den deutschen Markt ist über Regasifizierungsterminals in den benachbarten Staaten Belgien (Zeebrügge), Niederlande (Rotterdam) oder anderen europäischen Staaten möglich. Deutsche Unternehmen halten bereits Kapazitäten an LNG-Terminals im europäischen Ausland. Zusätzlich planen privatwirtschaftliche Investoren den Bau von LNG-Terminals unterschiedlicher Größe an zwei deutschen Standorten: Brunsbüttel und Stade. Die Inbetriebnahme eines ersten deutschen Terminals scheint derzeit frühestens Ende 2023 möglich. Auch ohne eigene LNG-Importinfrastruktur wirkt sich über den EU-Binnenmarkt das weltweite LNG-Angebot auf die deutsche Erdgasversorgung und die Gaspreise aus.

3.3.7.2 Inländische Netzinfrastruktur - Netzentwicklungsplanung

Für Transport und Verteilung des Erdgases sind die Rohrleitungen, aus denen sich das Gasnetz zusammensetzt, von substanzieller Bedeutung. Sie ermöglichen die sichere Bewegung unterschiedlichster Gasmenngen über weite Strecken. Die wesentlichen Erdgasfernleitungen in Deutschland sowie deren Grenzübergangspunkte gehen aus nachfolgender Grafik hervor.



Abbildung 18: Übersicht des deutschen Fernleitungsnetzes [Quelle: ENTSG]

Die beim Monitoring 2021 der Bundesnetzagentur gemeldete Gasnetzlänge des Fernleitungsnetzes aller 16 FNB betrug rund 41.600 Kilometer und wies rund 3.800 Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum Stichtag 31. Dezember 2020 auf.

Die im Monitoring 2021 dabei gemeldete Gasnetzlänge im Verteilernetz inklusive Hausanschlussleitungen betrug gut 554.400 Kilometer und wies rund 11 Mio. Ausspeisepunkte an Letztverbraucher, Weiterverteiler oder nachgelagerte Netze der Netzbetreiber, einschließlich der Netzpunkte zur Ausspeisung von Gas in Speicher, Hubs oder Misch- und Konversionsanlagen zum 31. Dezember 2020 auf. Am Monitoring haben sich 97 Prozent der deutschen VNB beteiligt.

Die FNB haben den von ihnen vorab konsultierten Entwurf zum Szenariorahmen für den NEP Gas 2020-2030 der BNetzA am 16. August 2019 zur Prüfung vorgelegt. Die Bundesnetzagentur bestätigte den Szenariorahmen für den NEP Gas 2020-2030 am 5. Dezember 2019. Auf dieser Grundlage haben die FNB die Modellierungen für den NEP Gas 2020-2030 durchgeführt. Die Veröffentlichung des dazugehörigen Konsultationsdokuments erfolgte am 4. Mai 2020.

Zusätzlich zu den Maßnahmen, die der NEP Gas 2018-2028 enthielt, sieht der Netzausbauvorschlag der FNB im NEP Gas 2020-2030 weitere Projekte vor. Diese ergeben sich hauptsächlich aus dem ansteigenden Kapazitätsbedarf in Süddeutschland und den Kapazitätsbedarfen möglicher LNG-Terminals in Deutschland. Weitere Maßnahmen resultieren aus zusätzlichen Kapazitätsbedarfen zur Gewährleistung der europäischen Versorgungssicherheit.

Außerdem enthielt die Planung der FNB die Umstellung von einzelnen Erdgasleitungen in Wasserstoffleitungen sowie den Neubau von Wasserstoffleitungen. Diese Planungen sind infolge der Bestätigung des Szenariorahmens Gegenstand einer zusätzlichen Modellierungsvariante des NEP Gas 2020-2030, der sogenannten Grüngas-Variante. Sortenreiner Wasserstoff ist erst seit der am 25. Juni 2021 vom Bundesrat bestätigten Novelle des EnWG als eigenständiger Energieträger vom Regulierungsregime umfasst. Demnach war die Wasserstoffinfrastruktur auch nicht Teil des verbindlichen NEP Gas 2020-2030. Als Transparenzplattform und aufgrund der engen planerischen Abhängigkeiten zwischen den Netzen der Energieträger Erdgas und Wasserstoff war die Netzplanung von Wasserstoff in den NEP Gas 2020-2030 mit aufgenommen.

Im NEP-Entwurf werden auch die Auswirkungen der 2021 anstehenden Marktgebietszusammenlegung genauer betrachtet werden. Die Marktgebietszusammenlegung wird in der Netzentwicklungsplanung mit einer eigenen Berechnungssystematik abgebildet, mit der die Häufigkeit an Netznutzungsfällen prognostiziert wird, die nicht über die vorhandene Netzinfrastruktur abgedeckt werden kann, sondern durch markt-basierte Instrumente (MBI) aufgelöst wird. Die mit dem Einsatz von MBI verbundenen Kosten werden gegenüber alternativen, physischen Netzausbaukosten zur Auflösung dieser Netznutzungsfälle abgewogen.

Nach einer Marktkonsultation und anschließender Überarbeitung legten die FNB den Entwurf des NEP Gas am 1. Juli 2020 der BNetzA zur Prüfung vor. Die BNetzA konsultierte den Entwurf und berücksichtigte die Ergebnisse der Konsultation bei ihrer Prüfung.

Nach Abschluss der behördlichen Prüfung am 19. März 2021 hat die BNetzA mit einem Änderungsverlangen über den Plan entschieden. Infolgedessen ist dieser NEP für die FNB verbindlich. Er umfasst insgesamt

175 Maßnahmen mit einem Investitionsvolumen von ca. 7,8 Milliarden Euro zum bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit, die für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb bis 2030 erforderlich sind. Damit verbunden ist der Neubau von Ferngasleitungen mit einer Länge von 1.620 km und zusätzlicher Verdichterleistung in Höhe von 405 MW.

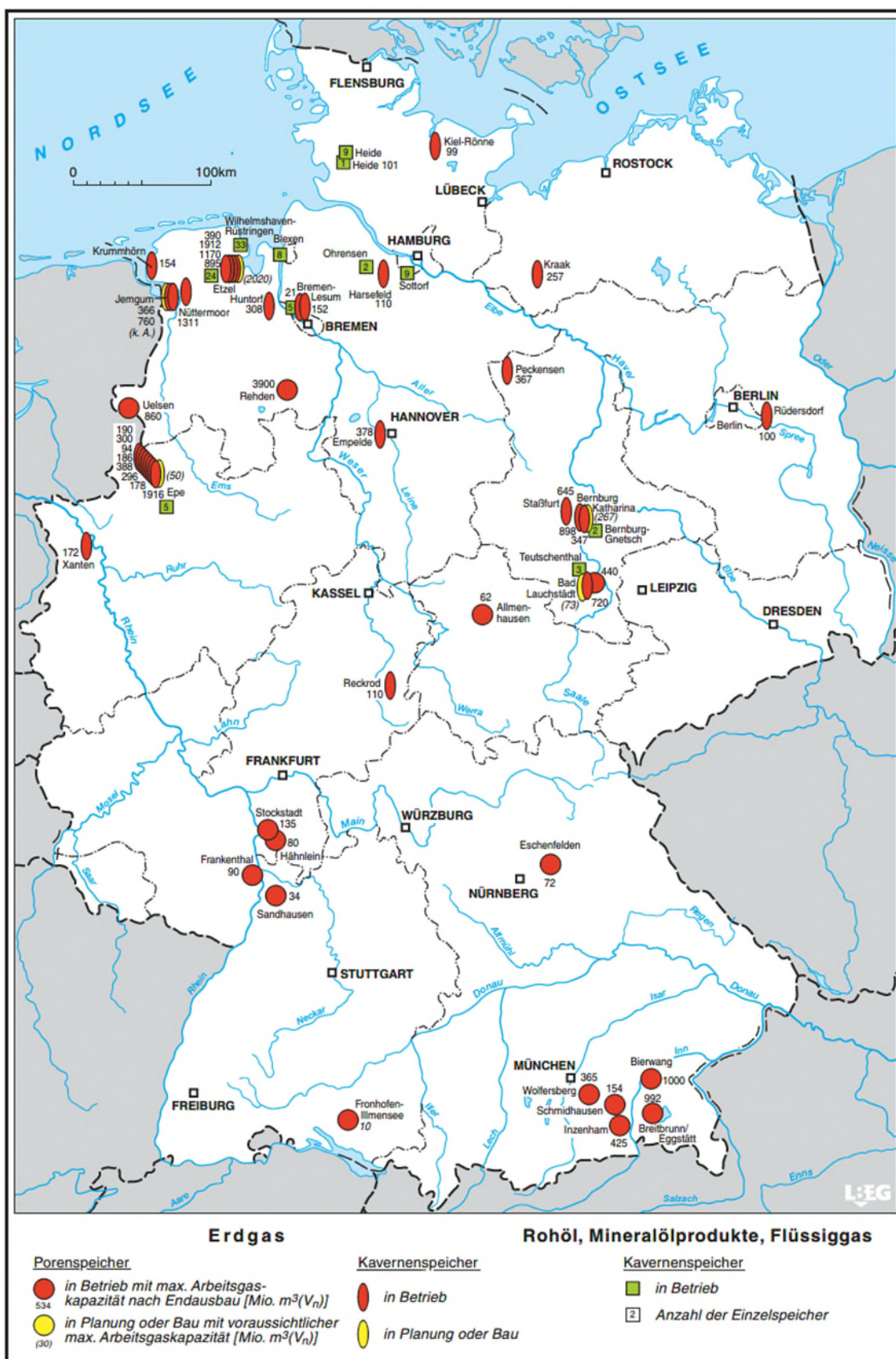
Im Juni 2021 startete der Prozess des NEP Gas 2022-2032 mit der Veröffentlichung des Konsultationsdokuments zum Szenariorahmen durch die FNB.

Nach Anhörung der Öffentlichkeit und Würdigung des Konsultationsergebnisses haben die FNB den Entwurf zum Szenariorahmen der BNetzA am 16. August 2021 zur Prüfung vorgelegt. Mit dem Szenariorahmen zum NEP 2022-2032 haben die FNB eine weitere Marktabfrage über den Bedarf und das Angebot von Wasserstoff zur Planung des Aufbaus einer Wasserstoffinfrastruktur durchgeführt. Bei dieser Abfrage sind 500 Projektmeldungen eingegangen. Die FNB beabsichtigen der hohen Bedeutung von Wasserstoff und Grünen Gasen neben der bedarfsgerechten Planung für das Erdgasnetz mit einer eigenen Modellierungsvariante Rechnung zu tragen.

3.3.7.3 Erdgasspeicher

Erdgasspeicher haben zwei wichtige Funktionen in den Gasnetzen. Zum einen sind sie in der Lage kurzfristig lokal große Gasmengen in den Netzen bereit zu stellen, zum anderen sorgen sie für den saisonalen Ausgleich zwischen der niedrigen Abnahmelast im Sommer und der hohen Abnahmelast im Winter.

Deutschland verfügt aufgrund günstiger geologischer Gegebenheiten über gute Bedingungen für die Errichtung von Untertage-Erdgasspeichern. Innerhalb der Gruppe der Untertagespeicher kann zwischen Poren- und Kavernenspeichern unterschieden werden: Kavernenspeicher weisen eine höhere kurzfristige Flexibilität auf. Sie sind hinsichtlich der Ein- und Ausspeicherraten leistungsfähiger und können auch auf tageszeitliche Spitzenlastschwankungen reagieren. Kavernenspeicher entstehen durch einen bergmännischen Solprozess in Salzstöcken. Diese Formationen liegen vor allem im nordwestdeutschen Raum. Porenspeicher sind auf Grund ihrer geologischen Struktur nicht so flexibel wie Kavernenspeicher. Dadurch, dass das Gas hier in die Poren von vor allem Sandsteinformationen verpresst wird, und nicht, wie bei Kavernenspeicher in große unterirdische Hohlräume, fließt das Gas hier deutlich langsamer, so dass diese Speicher vor allem für den jahreszeitlichen Mengenausgleich genutzt werden. Porenspeicher finden sich überwiegend in alten Erdöl- oder Erdgaslagerstätten beziehungsweise in porösen Sandsteinformationen in Nord-, Ost- und Süddeutschland.



LBEG Hannover - L3.6 - Anl_14 Untertagespeicher_2020.th11

Stand: 31.12.2020

Abbildung 19: Untertage-Erdgasspeicher in Deutschland [Quelle: LBEG]

Deutschland hat im europäischen Vergleich die größten Erdgasspeicherkapazitäten. Die tatsächliche Reichweite des eingespeicherten Gases hängt aber von einer Vielzahl verschiedener Bedingungen ab, insbesondere vom Speicherfüllstand, der Ausspeichergeschwindigkeit, dem tatsächlich zu deckenden Bedarf und der Region, in der der Bedarf auftritt.

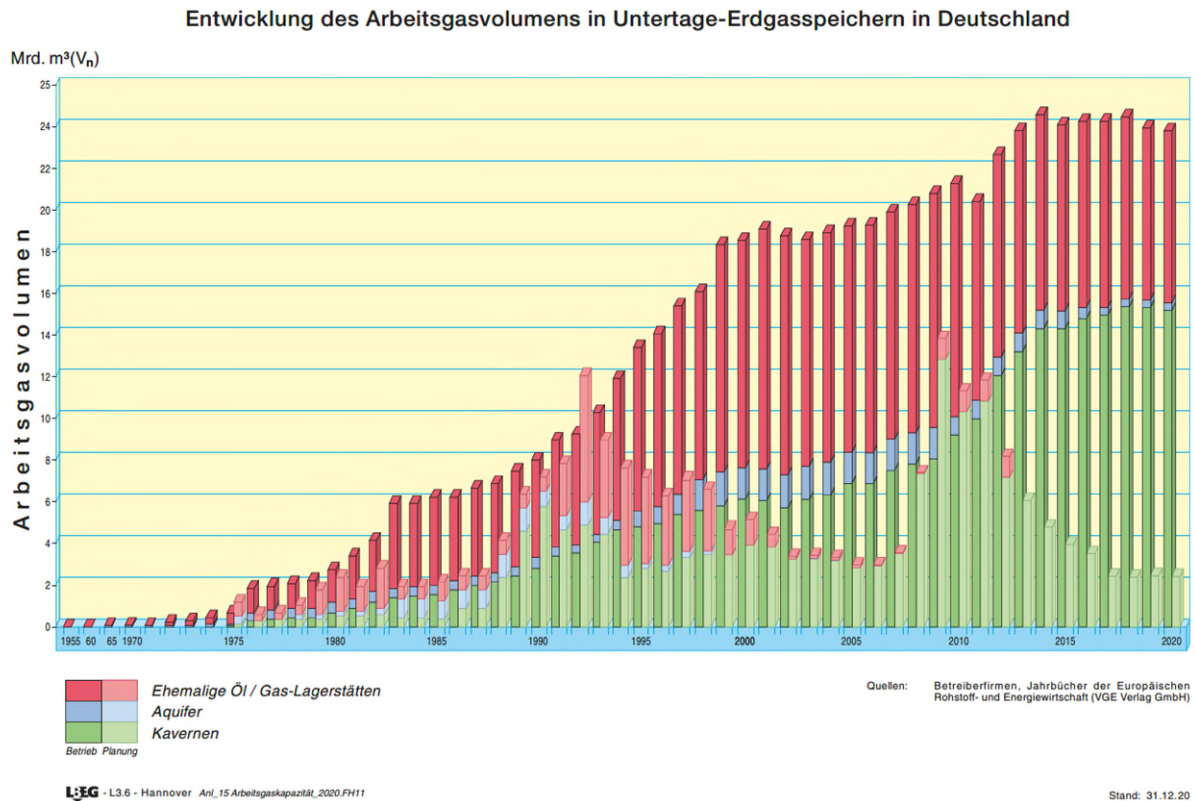


Abbildung 20: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland [Quelle: LBEG]

Im Rahmen der Diskussion um die Versorgungssicherheit in der Erdgasversorgung wird auch immer wieder über eine strategische Speicherreserve diskutiert. Dazu hat das BMWi 2015 eine Studie¹⁴ in Auftrag gegeben, die die Einführung einer solchen Reserve untersuchen sollte. Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass die Sicherheit der deutschen Gasversorgung sehr hoch sei – dies hat sich seitdem auch nicht verändert – und der zusätzliche Nutzen einer strategischen Gasreserve in keinem Verhältnis zu den zu erwartenden Kosten stünde. Die Studie schlägt Instrumente im Regelenenergiemarkt vor, die die Sicherheit der Gasversorgung erhöhen. Diese wurden vom BMWi in einem Eckpunktepapier¹⁵ veröffentlicht und mit den Netzbetreibern, der BNetzA und dem Ministerium umgesetzt:

Erstens wird den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) ermöglicht, für den Fall von außergewöhnlichen regionalen Engpass-Situationen zukünftig ein höheres Volumen an bereits bestehenden Vorsorgeproduk-

¹⁴ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisenvorsorge-durch-regelungen-der-speicher.html>, Zugriff zuletzt am 29.09.2021.

¹⁵ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.html>, Zugriff zuletzt am 29.09.2021.

ten abzuschließen. Vorsorgeprodukte stellen eine Reserve dar, die dann zum Zuge kommt, wenn der Regelenenergiebedarf der MGV nicht mehr über den regulären kurzfristigen Regelenenergiemarkt gedeckt werden kann.

Als zweite Maßnahme wurde ein neues Regelenenergieprodukt 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 und werden bei Bedarf angepasst. Zusätzlich haben die MGV seit dem Winter 2017/18 die Möglichkeit, bei sich kurzfristig abzeichnenden möglichen Versorgungsengpässen, ein so genanntes Short-Term-Balancing-Produkt (STB) auszuschreiben.

3.3.7.4 Diversifikation der Bezugsquellen

Wie unter Punkt 3 bereits dargestellt, ist Deutschland zu fast 94 Prozent auf Importe von Erdgas angewiesen. Diese Importmengen werden derzeit im Wesentlichen bei den folgenden Produzentenländern beschafft: Russland, Niederlande und Norwegen. Des Weiteren besteht ein Zugang zu den LNG - Regasifizierungsterminals in den benachbarten Staaten. Damit ist die deutsche Gasversorgung im Vergleich zu anderen europäischen Ländern relativ breit diversifiziert.

3.3.7.5 Langfristige Gasimportverträge

Langfristige Verträge über Gaslieferungen wurden ursprünglich lange vor Erschließung neuer Gasfelder oder dem Bau von Pipelineprojekten 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 an die Marktentwicklungen angepasst. In Norwegen schwindet die Bedeutung der Ölpreisbindung. In Russland wird zwar weiterhin am Grundsatz der Ölpreisbindung festgehalten, allerdings erhalten Abnehmer teilweise spürbare Abschlüsse oder es erfolgt eine anteilige Berücksichtigung der Spotmarktpreise in den Verträgen. Insgesamt geraten Gasanbieter weltweit, das heißt auch LNG-Anbieter, derzeit vermehrt unter Druck, was die Konditionen ihrer Verträge angeht.

3.3.7.6 Inlandsförderung

Die inländische Erdgasproduktion, die ganz überwiegend im heimischen Markt verkauft wird, hat nur noch einen Anteil am gesamten Erdgasbezug von etwa sechs Prozent. Die Förderprognosen der inländischen Produzenten sind seit Jahren deutlich rückläufig.

4 Technische Sicherheit

Die Technik der Gasversorgung und Gasanwendung unterliegt sehr strengen gesetzlichen Regelungen. Für die konkrete Ausgestaltung dieser Vorgaben hat der Gesetzgeber den Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW) als technisch-wissenschaftlichen Regelsetzer benannt, der die Verantwortung für die technische Sicherheit in der öffentlichen Gasversorgung trägt. Den rechtlichen Rahmen bilden das EnWG sowie entsprechende Verordnungen (z.B. Gashochdruckleitungsverordnung, Niederdruckanschlussverordnung, Musterbauordnung). Das DVGW-Regelwerk füllt diesen Rahmen mit konkreten Sicherheitsvorgaben.

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

Die in § 51 Abs. 2 EnWG genannte „Analyse von Netzstörungen“ gehört zu den jährlichen Kontrollmaßnahmen des DVGW im Rahmen des ganzheitlichen Sicherheitskonzeptes. Sofortmeldepflichtige und meldepflichtige Ereignisse werden vom DVGW auf Basis des DVGW-Arbeitsblattes G 410 Bestands- und Ereignisdatenerfassung Gas erhoben.

Zu den sofortmeldepflichtigen Ereignissen zählen eine ungewollte Gasfreisetzung mit Personenschaden, Brand, Explosion, Verpuffung sowie Trümmerflug. Ungewollte Gasfreisetzungen ohne Folgeschäden, die im Rahmen einer öffentlichkeitswirksamen Begebenheit gemeldet wurden, sind in den meldepflichtigen Ereignissen berücksichtigt.

Nachfolgende Darstellungen verdeutlichen die Entwicklungen bezüglich der sofortmeldepflichtigen (früher Unfälle) und meldepflichtigen (früher Schäden) Ereignisse. Bei sofortmeldepflichtigen Ereignissen an Gasrohrleitungen pro 1000 km Rohrleitungslänge und Jahr ist ein deutlicher Rückgang der Ereigniszahlen zu verzeichnen.

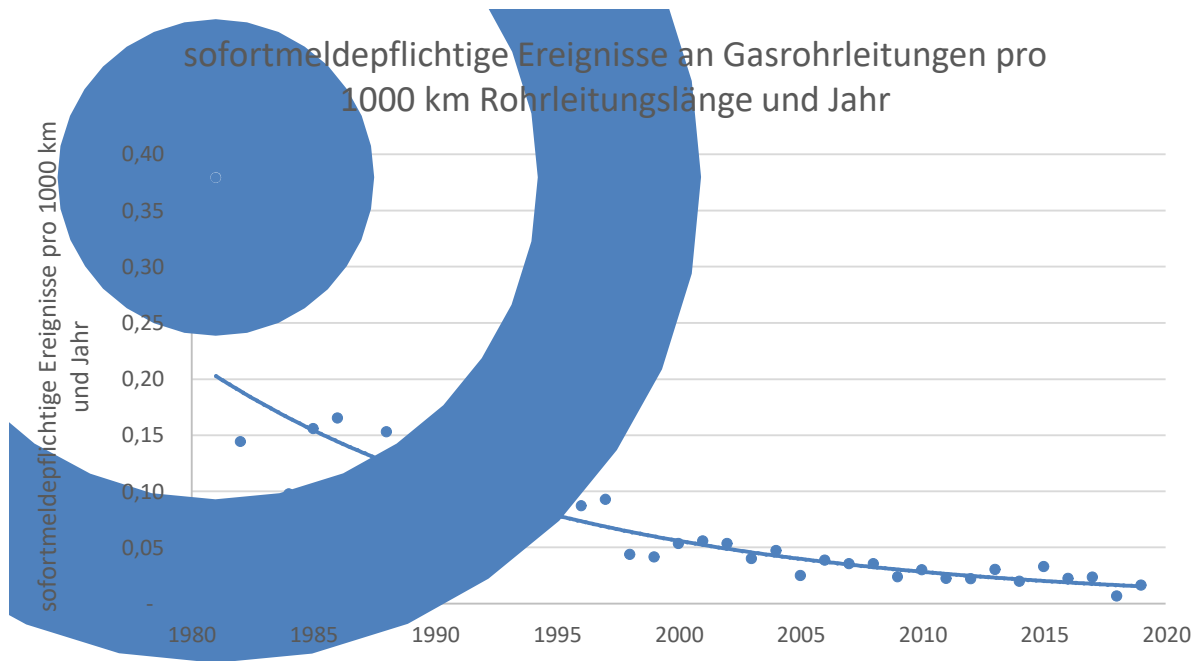


Abbildung 21: Sofortmeldepflichtige Ereignisse an Gasrohrleitungen seit 1980 [Quelle: DVGW]

Zur Abrundung der beim DVGW erfassten Daten sind auch im Bereich der Kundenanlagen sofortmeldepflichtige Ereignisse bezogen auf 1 Mio. erdgasbeheizter Wohnungen trotz einiger Schwankungen insgesamt tendenziell fallend.

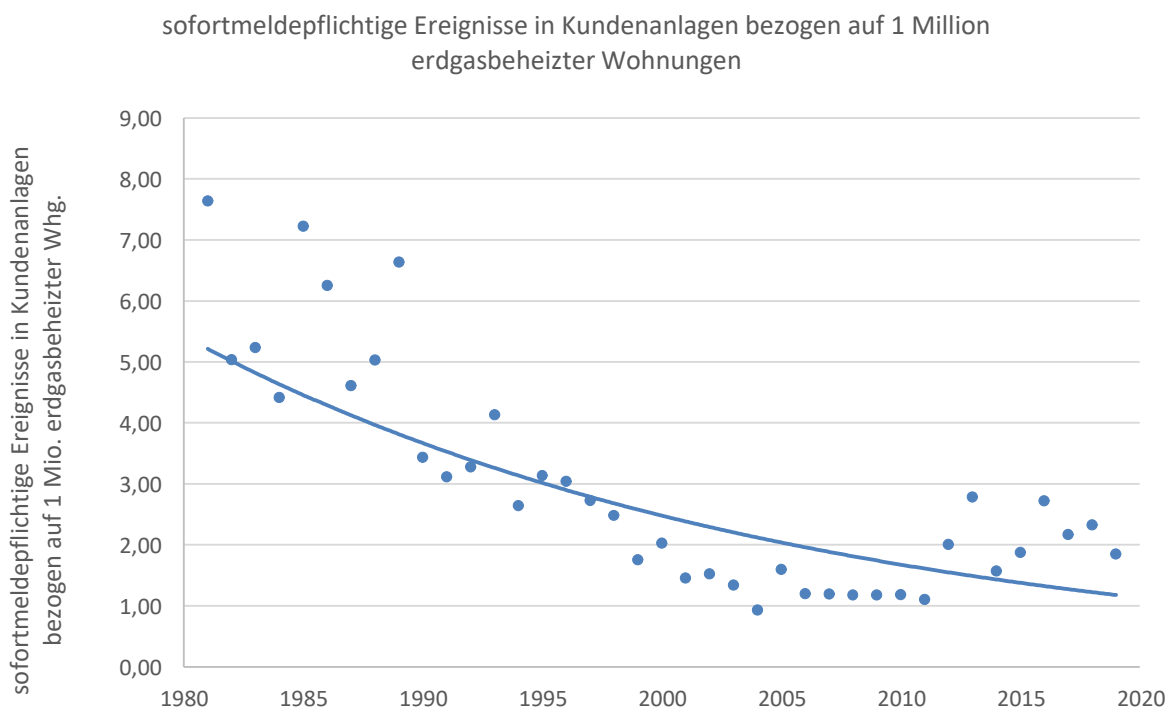


Abbildung 22: Sofortmeldepflichtige Ereignisse an Kundenanlagen seit 1980 [Quelle: DVGW]

Bei den meldepflichtigen Ereignissen ist ebenfalls eine fallende Tendenz im Betrachtungszeitraum 1981 bis 2019 zu beobachten.

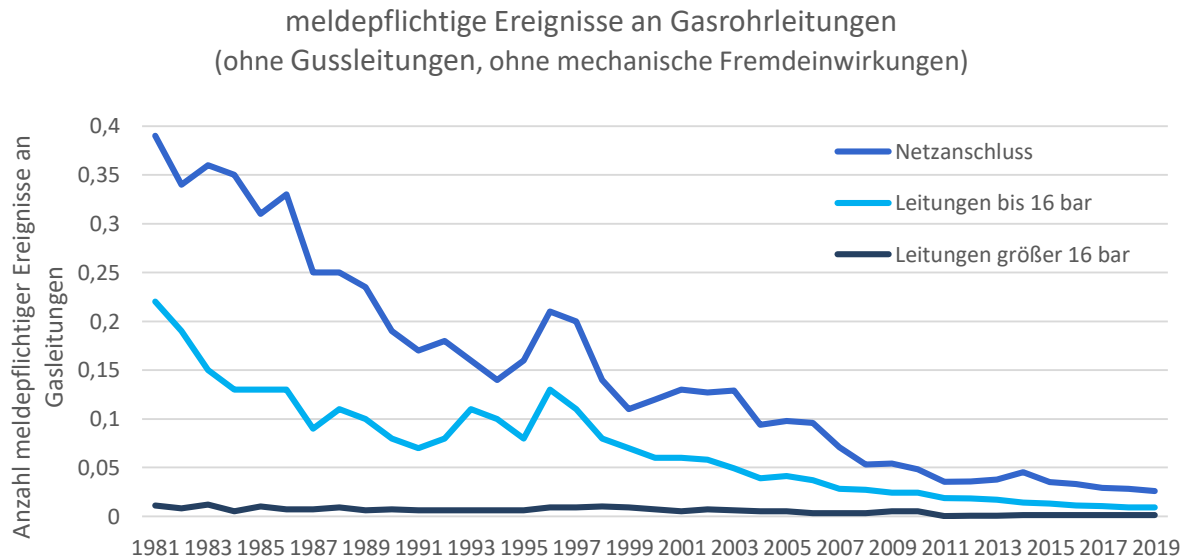


Abbildung 23: Meldepflichtige Ereignisse an Gasrohrleitungen seit 1981 [Quelle: DVGW]

Dieser insgesamt positive Trend ist im Wesentlichen auf die kontinuierlichen Verbesserungen der Sicherheitsvorkehrungen auf Basis des technischen Regelwerkes in der Gaswirtschaft zurückzuführen.

4.3 Erhebung der Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG

Die BNetzA hat wie in den Vorjahren eine vollständige Erhebung aller Gas-Versorgungsunterbrechungen in Deutschland durchgeführt. Die deutschen Gasnetzbetreiber sind verpflichtet, der BNetzA bis zum 30. April eines Jahres alle Versorgungsunterbrechungen in ihren Netzen zu melden.

Die BNetzA ermittelt aus diesen Meldungen den Durchschnittswert der Versorgungsunterbrechungen für alle Letztverbraucher, den System Average Interruption Duration Index (SAIDI).

In die Berechnung fließen nur ungeplante Unterbrechungen ein, die zurückzuführen sind auf

Einwirkungen durch Dritte,

Störungen im Bereich des Netzbetreibers,

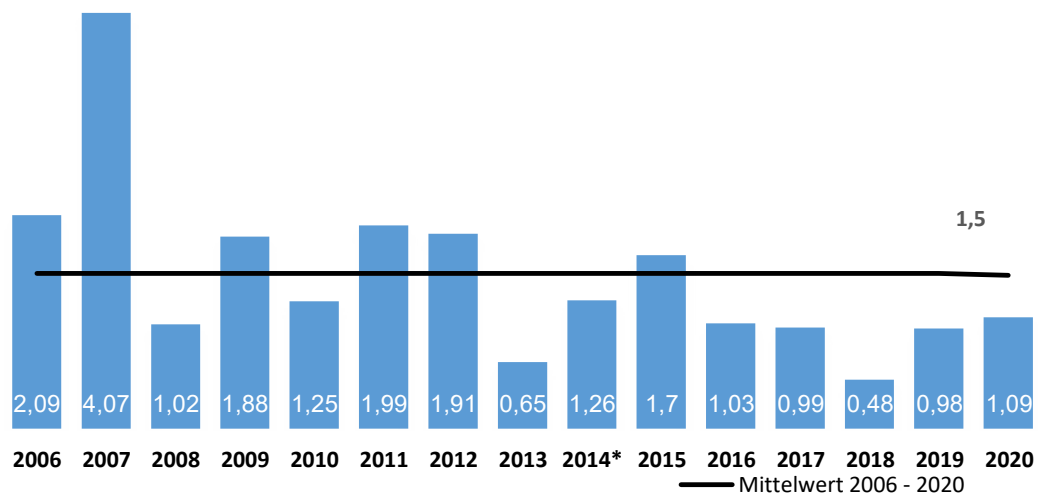
Rückwirkungen aus anderen Netzen oder

sonstige Störungen

Seit dem Jahr 2006 wird der SAIDI-Wert für die deutschen Gasnetzbetreiber von der BNetzA ermittelt. Der Zeitablauf ergibt sich aus nachfolgender Abbildung.

SAIDI Gas

in Minuten je Jahr



*(ohne Unfall Oktober 2014)

Abbildung 24: Entwicklung des SAIDI Gas von 2006 bis 2020 [Quelle: BNetzA]

5 Aktuell: Gasspeicherfüllstände in Deutschland

5.1 Hintergrund

Seit Beginn der Einspeicherphase Ende März 2021 sind rund 106 TWh in die deutschen Erdgasspeicher eingespeichert worden, der Gesamtspeicherfüllstand in Deutschland beträgt damit aktuell rund 164,2 TWh. Der Füllstand stieg damit von knapp über 25 Prozent Ende März auf aktuell 71,3 Prozent (Datenstand 31.10.2021).

Damit liegt der Gesamtfüllstand unter der Kurve der vergangenen Jahre:

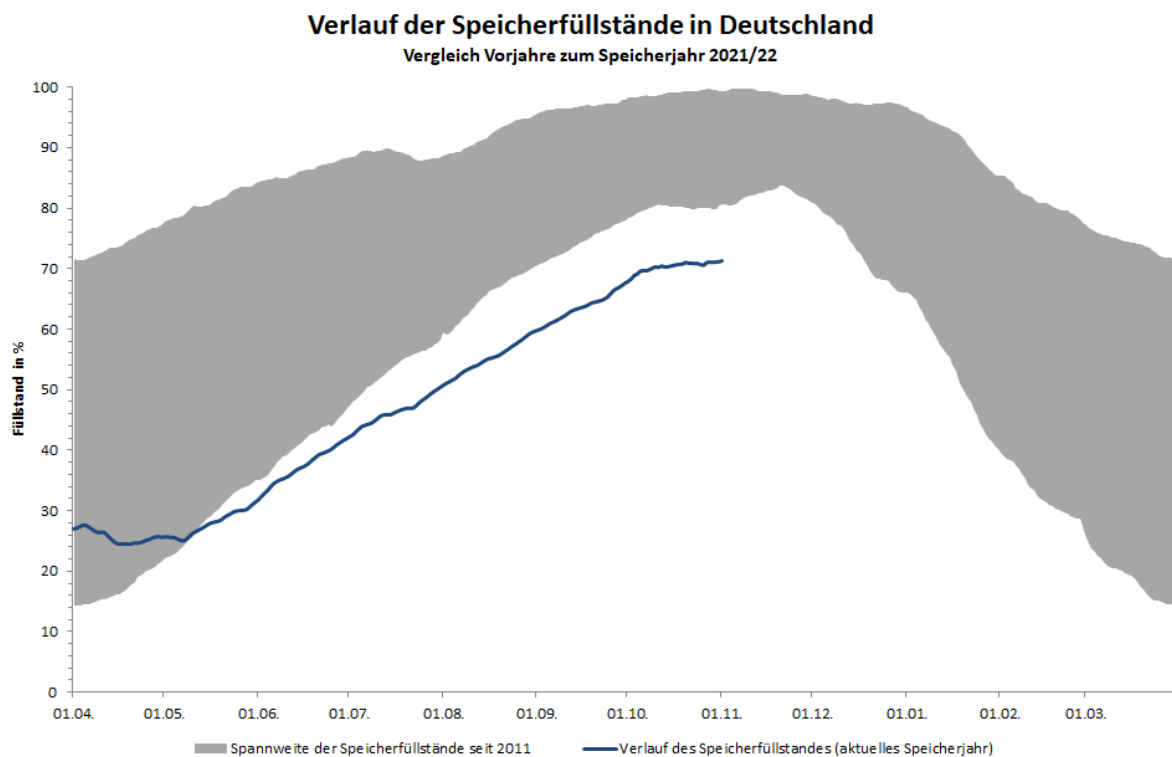


Abbildung 25: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland [Quelle: AGSI+, Stand: 31.10.2021]

Ein Blick in die Mengenbetrachtung zeigt, dass die aktuell eingespeicherten Mengen dem Verlauf des Speicherjahres 2015/16 entsprechen:

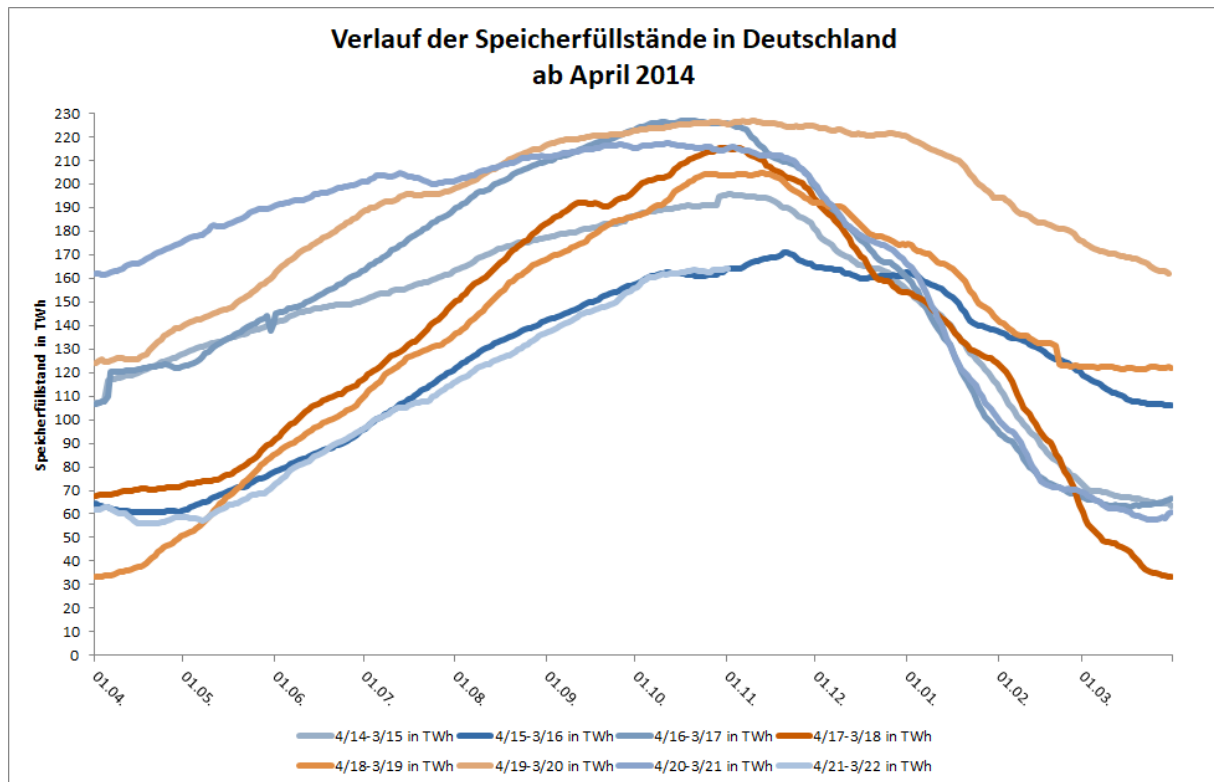


Abbildung 26: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland ab 04/2014 [Quelle: AGSI+, Stand: 31.10.2021]

Es gibt in diesem Jahr allerdings einen entscheidenden Unterschied:

Während zu Beginn des Winters 2015/16 die deutschen Speicher durchgängig niedrigere Füllstände aufwiesen, zeigt sich in diesem Jahr, dass der niedrige Gesamtfüllstand vor allem auf den niedrigen Füllstand des Speichers Rehden (Betreiber des Speichers: astora GmbH) zurückgeht. Dieser weist mittlerweile einen Füllstand von knapp 9,5 Prozent auf (zeitweise war der Speicher bis auf 4,5 Prozent seines Arbeitsgasvolumens entleert). Da Rehden der größte deutsche Erdgasspeicher ist und sein Arbeitsgasvolumen knapp 20 Prozent des gesamten deutschen Arbeitsgasvolumens entspricht (AGV Rehden: 43,68 TWh; GesamtAGV Deutschland: 230,35 TWh), hat dieser Speicher entsprechende Auswirkungen auf den Gesamtfüllstand. Außerdem ist der auf österreichischen Staatsgebiet gelegene und auch an das deutsche Netz angeschlossene Speicher Haidach (astora-Anteil aktuell zu rund 56,2 Prozent, Gazprom-Anteil zu 2,0 Prozent gefüllt) sehr leer.

Alle anderen Speicher sind, bezogen auf den Zeitpunkt und unter Berücksichtigung der aktuellen Gaspreise gut gefüllt. Das bedeutet auch, dass es regionale Alternativen für die angesprochenen Speicher gibt, die gut befüllt sind. So stehen für Rehden unter anderem die Kavernenfelder in Jemgum, Etzel und Epe zur Verfügung und für den Speicher Haidach die Speicher 7Fields, Bierwang und Breitbrunn.

Speicherbetreiber	GesamtAGV	Füllstand	Prozent
Uniper Energy Storage	62,00 TWh	54,2 TWh	87,4 %
Astora*	51,89 TWh	11,25 TWh	21,7 %
VNG Gasspeicher	24,80 TWh	21,00 TWh	84,8 %
EWE Gasspeicher	21,7 TWh	17,93 TWh	82,6 %
Storengy Deutschland	18,29 TWh	15,09 TWh	82,5 %
RWE Gas Storage West	17,72 TWh	16,22 TWh	91,5 %

*seit dem Asset-Tausch zwischen Gazprom und Wintershall ist astora eine 100%ige Tochter von Gazprom Germania; Speicher: Rehden, Jemgum und Haidach

Abbildung 27: Übersicht über die 5 größten deutschen Speicherbetreiber [Quelle: AGSI+, Stand: 31.10.2021]

5.2 Maßnahmen

Gemeinsam mit dem BMWi, den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Marktgebietsverantwortlichen wird die Situation weiterhin beobachtet. Die ersten Gespräche mit BMWi, BNetzA, den Fernleitungsnetzbetreibern und dem Marktgebietsverantwortlichen zu den Ausschreibungen des Regelernergieprodukts Long-Term-Options und zum Speichermonitoring haben Anfang Oktober stattgefunden.

Die Nutzung des Regelernergieprodukts Long-Term-Option zu Zwecken der Versorgungssicherheit ist ein Ergebnis einer Studie des BMWi zu den "Möglichkeiten zur Verbesserung der Gasversorgungssicherheit und der Krisenvorsorge durch Regelungen der Speicher"¹⁶ aus dem Jahr 2015. In dieser Studie wurden die Möglichkeiten betrachtet, durch Regelungen zu Speichern die Versorgungssicherheit in Deutschland zu verbessern. Die Studie hat sich insbesondere mit den Themen Einrichtung einer strategischen Erdgasreserve in Speichern und Speicherverpflichtungen befasst. Sie kam zu dem Ergebnis, dass das Versorgungssicherheitsniveau in Deutschland sehr hoch ist und Speicher einen wesentlichen Teil dazu beitragen. Eine strategische Erdgasreserve führt, im Vergleich zu den aufzuwendenden Kosten, zu keiner signifikanten Verbesserung des Versorgungssicherheitsniveaus. Speicherverpflichtungen können sich, nach Feststellung der Gutachter sogar negativ auswirken, da sie die Flexibilität der Marktteilnehmer einschränken.

Auf Grundlage des Gutachtens erfolgten weitere Diskussionen mit Netzbetreibern, Marktgebietsverantwortlichen und Marktbeteiligten. Hierbei ergab sich, dass die sinnvollsten Maßnahmen zur Stärkung der Versorgungssicherheit in einer Stärkung des Regelergiemarktes gesehen wurden. Dies hat das BMWi Ende 2015 im Eckpunktepapier - Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit¹⁷

¹⁶ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/moeglichkeiten-zur-verbesserung-der-gasversorgungssicherheit-und-der-krisenvorsorge-durch-regelungen-der-speicher.html>, letzter Zugriff am 31.10.2021

¹⁷ <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.html>, letzter Zugriff am 31.10.2021

festgehalten. Aus diesem Eckpunktepapier wurden zwei langfristige lokale Regelenenergieprodukte entwickelt, die insbesondere in Engpasssituationen Anwendung finden sollen. Hierbei handelt es sich um die sog. Long-Term-Options und ein Demand-Side-Management-Produkt. Diese sind Teil der Merit-Order-Liste 4 der Regelenenergieprodukte nach der Festlegung GaBi Gas der Beschlusskammer 7¹⁸. Diese Produkte ermöglichen es dem Marktgebietsverantwortlichen langfristige Regelenenergieprodukte in bestimmten Netzbereichen auszuschreiben, die unter anderem dafür sorgen, dass in den Netzbereichen, in denen das als notwendig erachtet wird, auch zum Ende des Winters hin, ausreichend Leistung u.a. aus Speichern zur Verfügung steht. Für das LTO-Produkt gibt es aktuell eine reguläre Ausschreibung, die zu Beginn des Winters stattfindet und die ein Grundgerüst an Leistung in den Netzbereichen absichert, wo dies von den FNB und dem MGv als notwendig erachtet wird. Das Demand-Side-Management Produkt ermöglicht es großen Gasverbrauchern ihren Gasbezug gegen einen vorher festgelegten Preis als abschaltbar zur Verfügung zu stellen.

Um im Markt so früh wie möglich für Transparenz und für Klarheit bezüglich des LTO-Bedarfs für den kommenden Winter zu sorgen, wurde die Ausschreibung für den Winter 2021/22 bereits im Oktober durchgeführt. Eine Veröffentlichung der entsprechenden Gasmengen hat daher bereits am 15.10.2021 stattgefunden, die Ausschreibung selber hat bereits am 19.10.2021 begonnen und ist am 03.11.2021 beendet.

Aus dem oben genannten Grund besteht aktuell kein Bedarf über die von dem MGv und den FNB bislang ermittelten Mengen zusätzliche Regelenenergiemengen zu kontrahieren. Die Situation in den Netzen wird vor allem von den Netzbetreibern weiter genau beobachtet. Darüber hinaus wurde vereinbart wie im letzten Winter den zwischen BMWi, BNetzA, FNB und MGv abgestimmten Prozess zum Speichermonitoring zu nutzen, um im Fall kritischer Speicherfüllstände für die Netzstabilität kurzfristige weitere Maßnahmen seitens der FNB/MGv ergreifen zu können. Hierbei treffen die Netzbetreiber Annahmen zur Projektion aktueller Ausspeicherungen in die Zukunft um prognostizieren zu können, wann ein für den jeweiligen Netzbereich kritischer Speicherfüllstand erreicht werden könnte. Sollte sich aus dieser Prognose Handlungsbedarf ergeben, können Sonderausschreibungen stattfinden.

5.3 Einfluss der Gaspreise

Die niedrigen Speicherfüllstände hängen auch mit der Entwicklung des Gaspreises in diesem Jahr zusammen. Nicht nur in Europa, sondern weltweit sind die Gaspreise stark gestiegen. Die Ursachen dafür sind vielschichtig.

Zum einen zieht nach den Einschränkungen der Corona-Pandemie weltweit die Konjunktur wieder an. Damit ist auch die Nachfrage nach Energierohstoffen stark gestiegen. Besonders im Bereich der LNG-Anlagen gab es einige technische Probleme die dazu geführt haben, dass in Australien, Südamerika und Afrika nicht im normalen Umfang LNG-Schiffe beladen werden konnten. In Europa war insbesondere das Frühjahr 2021 noch sehr lange eher kalt und sorgte für eine deutliche Verlängerung der Heizphase, in der insbesondere die Speicher stark entleert wurden. Der russische Lieferant Gazprom hat in diesem Jahr neben den vertraglich vereinbarten Mengen kaum zusätzliche Mengen auf den europäischen Markt gebracht. Hier kamen ebenfalls mehrere Gründe zusammen. So wurden auch in Russland die inländischen Speicher

¹⁸ https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK07/BK7_82_GabiGas/BK7_GABIGas_Mitt.html, letzte Zugriff am 31.10.2021

durch den langen Winter stark entleert und mussten ebenfalls wieder befüllt werden. Zusätzlich brannte es im August in einer Aufbereitungsanlage im Bereich der Gasförderung auf der Jamal-Halbinsel, so dass die Mengenverfügbarkeit auf der Jamal-Route eingeschränkt war. Dies alles erzeugte in jedem Fall Knappheitssignale auf den europäischen Gasmärkten. Diese Knappheitssignale sorgen dafür, dass der Gaspreis auf den europäischen Märkten steigt und sich damit den Preisen für LNG, das weltweit gehandelt wird, annähert. Dies hat wiederum zur Folge, dass LNG-Lieferungen Europa erreichen und mit ihren Mengen preissetzende Wirkung entfalten. Da LNG aufgrund der oben genannten Gründe aktuell sehr teuer ist, treiben die hohen LNG-Preise die Erdgaspreise auf den europäischen Gasmärkten insgesamt weiter nach oben. Speziell in Deutschland hat sich die Gasnachfrage auch dadurch erhöht, dass ein windarmes und sonnenarmes Jahr zu einem erhöhten Einsatz der Gaskraftwerke geführt hat.

Europa hat in den letzten Jahren davon profitiert, dass das per Pipeline importierte Gas deutlich günstiger war, als der Weltmarktpreis für (LNG-)Gas. Aus unserer Sicht sind die aktuellen Preise kein Zeichen für eine mangelnde Versorgungssicherheit, sondern vor allem ein Zeichen für den etablierten und funktionierenden europäischen Gasmarkt. Ein Eingreifen in diesen Markt sollte deshalb aus Sicht der BNetzA vermieden werden. Ob und in welchem Umfang Maßnahmen ergriffen werden, um für Verbraucher und Wirtschaft einen Ausgleich für das hohe Preisniveau zu bieten, ist nicht Gegenstand dieses Berichts.

6 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 gut 25 Prozent mit voraussichtlich mittelfristig noch 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. Der primär auf die Verpflichtung der Unternehmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit setzende deutsche Ansatz war bisher erfolgreich und kosteneffizient. Die Maßnahmen, die auf Grund des Gutachtens zur Verbesserung der Versorgungssicherheit durch Speicher eingeführt wurden, haben sich bewährt. Auch für die nähere und mittlere Zukunft ist aktuell kein Grund absehbar, von diesem Ansatz abzuweichen.

Wesentliche Säulen der deutschen Gasversorgung sind die Diversifikation der Bezugsquellen und Transportwege, zurzeit noch die Inlandsförderung, stabile Beziehungen zu Lieferanten und langfristige Gaslieferverträge, sowie eine bisher immer hohe Verlässlichkeit der Versorgungsinfrastruktur inklusive der Untertagespeicher. Die Gasversorgungsunternehmen sind darüber hinaus im regelmäßigen Dialog mit dem BMWi und der BNetzA über weitere infrastrukturelle (hier ist insbesondere die Netzentwicklungsplanung und die Maßnahmen zur Marktraumumstellung zu nennen) und beschaffungsseitige Maßnahmen, die die Sicherheit der Versorgung zukünftig weiter verbessern sollen.

Allerdings werden die Dekarbonisierung und der Ausstieg aus fossilen Energieträgern auch das Erdgasnetz vor große Herausforderungen stellen. Der Ausstieg ist für das Jahr 2045 beschlossen, der Pfad dorthin politisch allerdings noch nicht entschieden. Von diesem Transformationspfad hängt in der Erdgasversorgung viel ab. Die FNB gehen in Ihren Planungen bereits davon aus, langfristig einen Großteil der vorhandenen Fernleitungsinfrastruktur für den Transport von reinen Wasserstoff zu nutzen, um so den Einsatz dekarbonisierter Gase zu ermöglichen. Dafür werden durch die FNB im Rahmen des Netzentwicklungsplan Gas Prozesses Leitungen ermittelt, welche ohne Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit/ Erdgastransportaufgabe für den möglichen Transport von Wasserstoff aus dem Erdgasnetz herausgenommen und umgewidmet werden können. Kurz- und mittelfristig soll Erdgas als Brückentechnologie die Transformation begleiten. Dieser Übergangsprozess ist für die Versorgungssicherheit eine Herausforderung. Zum einen ist das Leitungssystem auf den Transport von reinem Wasserstoff bei gleichzeitiger Versorgung der (verbleibenden) Erdgaskunden mit möglichst geringem Netzausbau umzustellen. Das heißt, perspektivisch werden zwei Netze parallel betrieben, wofür Ausbau in möglichst geringen Maße notwendig sein wird. Noch nicht absehbar ist dabei auch der künftige Einsatz von Wasserstoff im Verteilnetzbereich. Des Weiteren könnte übergangsweise mehr Gas als Brennstoff für zusätzliche Spitzenlastkraftwerke in der Stromerzeugung eingesetzt werden. Diese Kraftwerke sollen selten zum Einsatz kommen, müssen aber, wenn sie benötigt werden, einsatzbereit sein. Das bedeutet, das Gasnetz muss die Gasversorgung dieser Kraftwerke jederzeit sicherstellen können, unabhängig davon welche Transportaufgabe es ansonsten gerade erfüllen muss. Je nach Standort des Kraftwerkes könnte dies zu möglichem Netzausbau führen, der vielleicht nur für ein paar Jahre benötigt wird. Weitergehende Analysen zur deutschen Gasversorgung werden gemäß der EU Gas-SoS Verordnung in der alle 4 Jahre stattfindenden umfangreichen Bewertung der Risiken der

nationalen und europaweiten Erdgasversorgung durchgeführt. Diese Risikobewertungen sind das nächste Mal zum 1. Oktober 2022 an die Kommission zu notifizieren. Die umfangreichen Arbeiten zur Erstellung der Risikobewertung und zur Modellierung der notwendigen Risikoszenarien sind bei der Bundesnetzagentur aktuell bereits wieder gestartet.

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 Versorgungssicherheitsstandard 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, vor allem im Hinblick auf die Dekarbonisierung und die damit einhergehende Transformation des Energiesystems sorgfältig beobachtet und analysiert werden.

7 Anlage: Abkürzungsverzeichnis - Glossar

AGEB	Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e. V.
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
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BNetzA	Bundesnetzagentur
BReg	Bundesregierung
CO ₂	Kohlendioxid
Covid-19	Coronavirus-Krankheit-2019 (von engl. coronavirus disease 2019)
CBM	Coal Bed Methane – in Kohleflözen gebundenes Erdgas
CNG	Compressed Natural Gas – komprimiertes Erdgas
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
EnSIG	Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung (Energiesicherungsgesetz 1975)
ENTSO-G	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 mit einem hohen Anteil an Methan
Europipe I / II	Erdgas-Pipelines zwischen Norwegen und Deutschland
konventionell	freies Erdgas oder Erdölgas
nichtkonventionell	Tight Gas, Schiefergas (Shale Gas), CBM (Kohlegas, Flözgas, Grubengas), Aquifergas und Gashydrat

EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
EU-KOM	Europäische Kommission
EU-Verordnung 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
EU-Verordnung 2017/1938	Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 [fortan: SoS-VO]
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GasNEV	Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen (Gasnetz-entgeltverordnung)
GasSV	Gassicherungsverordnung
GIE	Gas Infrastructure Europe; Sitz Brüssel
H-Gas	hochkalorisches Erdgas (engl. high calorific gas), siehe auch L-Gas
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
Jamal-Pipeline	Erdgas-Pipeline zwischen der Jamal-Halbinsel (RUS) und Deutschland
LBEG	Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie
L-Gas	niederkalorisches Erdgas (engl. low calorific gas).
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)
MBI	Marktbasierte Instrumente
MGV	Marktgebietsverantwortliche
NEL	Nordeuropäische Erdgasleitung (zwischen Lubmin (MVP) und Rehden (NI))

NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
Nord Stream I / II	auch Ostseepipeline, Unterwasserpipelines zwischen Russland und Deutschland
Norpipe	Erdgas-Pipeline zwischen Norwegen und Deutschland
Normkubikmeter	Gasmenge in 1 Kubikmeter bei 0 °C und 1.023,25 Millibar [auch Kubikmeter (Vn) abgekürzt]
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung, Erdgas-Pipeline zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen
PCI	Project of Common Interest
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
Petajoule	physikalische Einheit der Energie, 1 PJ entspricht ca. 278 GWh oder 32 Mio Kubikmeter Gas
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
Schiefergas	(engl. shale gas) in Tonsteinen enthaltenes Erdgas
South Stream	russisches Pipeline-Projekt zur Anbindung (Süd-)Europas
STB	Short Term Balancing
TANAP	Transanatolische Pipeline
TAP	Transadriatische Pipeline

Tight Gas	in poröse Speichergesteine migriertes Erdgas
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VNB	Verteilnetzbetreiber

8 Anlage: Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vergleich des BIP (bzw. Gross domestic product(GDP))der letzten Jahre in verschiedenen regionalen Betrachtungen [Quelle: IEA Global Energy Review 2021]	9
Abbildung 2: Weltweite Entwicklung von BIP, Energieverbrauch und CO2 Emissionen seit 2019 [Quelle: IEA Global Energy Review 2021]	10
Abbildung 2: Weltweite Entwicklung von BIP, Energieverbrauch und CO2 Emissionen seit 2019 [Quelle: IEA Global Energy Review 2021]	10
Abbildung 3: Entwicklung des Erdgasverbrauchs in unterschiedlichen Regionen und Sektoren seit 2019 [Quelle: IEA Global Energy Review 2021].....	12
Abbildung 4: Gesamtpotentiale von Erdgas in verschiedenen Regionen in 2019 [Quelle BGR]	13
Abbildung 5: Statische Reichweite der deutschen Erdgasreserven seit 2001.....	16
Abbildung 6: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2020 - Aufteilung nach Übergabeländern.....	17
Abbildung 7: Nach Deutschland importierte Gasmengen in 2020 - Aufteilung nach Quellenländern.....	17
Abbildung 8: Aus Deutschland exportierte Gasmengen in 2020 - Aufteilung nach Übernahmeländern.....	18
Abbildung 9: Veränderungen der Gasimporte in den Jahren 2020 und 2019.....	18
Abbildung 10: Veränderungen der Gasexporte in den Jahren 2020 und 2019	19
Abbildung 11: Umzustellende RLM Kunden	20
Abbildung 12: Umzustellende SLP Kunden	20
Abbildung 13: Bewerbung und Zuschläge Aufgabenpakete MRU	21
Abbildung 14: Kennzahlen Biogaseinspeisung 2020	22
Abbildung 15: Maximal nutzbares Arbeitsgasvolumen der UGS zum 31. Dezember 2020	23
Abbildung 16: Entwicklung der Kundenanzahl pro Speicherbetreiber	24
Abbildung 17: Entwicklung des stichtagsbezogen angebotenen frei buchbaren Arbeitsgasvolumens in den Folgeperioden	25
Abbildung 18: Übersicht des deutschen Fernleitungsnetzes [Quelle: ENTSOG].....	28
Abbildung 19: Untertage-Erdgasspeicher in Deutschland [Quelle: LBEG]	31
Abbildung 20: Entwicklung des Arbeitsgasvolumens in Untertage-Erdgasspeichern in Deutschland [Quelle: LBEG]	32
Abbildung 21: Sofortmeldepflichtige Ereignisse an Gasrohrleitungen seit 1980 [Quelle: DVGW]	36
Abbildung 22: Sofortmeldepflichtige Ereignisse an Kundenanlagen seit 1980 [Quelle: DVGW].....	36
Abbildung 23: Meldepflichtige Ereignisse an Gasrohrleitungen seit 1981 [Quelle: DVGW]	37

Abbildung 24: Entwicklung des SAIDI Gas von 2006 bis 2020 [Quelle: BNetzA].....	38
Abbildung 25: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland [Quelle: AGSI+, Stand: 10.10.2021].....	39
Abbildung 26: Verlauf der Speicherfüllstände in Deutschland ab 04/2014 [Quelle: AGSI+, Stand: 10.10.2021] ...	40
Abbildung 27: Übersicht über die 5 größten deutschen Speicherbetreiber [Quelle: AGSI+, Stand: 10.10.2021].....	41



www.bundesnetzagentur.de

-  twitter.com/BNetzA
-  social.bund.de/@bnetza
-  youtube.com/BNetzA