

# Gas-Versorgungssicherheit in der Bundesrepublik Deutschland

## – Aspekte, Stand und Verantwortlichkeiten

Zum Monatswechsel Januar/Februar 2012 kam es in Mittel- und Westeuropa zu einer für diese Gefilde ungewöhnlichen Kälteperiode von ca. zehn Tagen Dauer. Bedingt durch diesen Kälteeinbruch, stieg der **Gasbedarf für die Wärme- und Stromerzeugung aus deutscher Sicht** insbesondere in Süddeutschland sehr stark an. Da in den Nachbarstaaten gleiche klimatische Bedingungen herrschten, erhöhte sich auch dort der Gasbedarf signifikant. Obwohl es in Deutschland nicht zu vertraglich unvorhergesehenen Zwangsabschaltungen kam, mussten doch **Letztverbraucher innerhalb der vertraglichen Modalitäten** temporär vom Netz genommen werden. Nach Beendigung dieser kurzen Phase hat die Gasbranche (Händler und Infrastrukturbetreiber) zusammen mit den zuständigen Ministerien und Behörden unter Einbindung der Gaskraftwerks- und Übertragungsnetzbetreiber eine intensive Ursachen- und Wirkungsanalyse betrieben. Der Beitrag will die **einzelnen Aspekte der aktuellen Situation** der Gasversorgungssicherheit beleuchten und das Zusammenwirken der Marktteilnehmer hinsichtlich ihrer Aufgaben und Verantwortlichkeiten unter diesem Aspekt darstellen.

von: Dr. Gerrit Volk (Bundesnetzagentur)

Auch durch die oben erwähnte Ursachen- und Wirkungsanalyse induziert, hat sich die „Gasversorgungslandschaft“ in den letzten Jahren hierzulande deutlich gewandelt.

### Stärkung der gaswirtschaftlichen Infrastruktur

Die Bundesrepublik Deutschland ist die größte Volkswirtschaft in Westeuropa mit zentraler Lage. Dadurch ist Deutschland nicht nur ein wesentlicher Erdgas-Konsument, sondern auch Erdgas-Transitland. Seit dem Jahr 2012 ist die Erdgasinfrastruktur erheblich ausgebaut worden: Großvolumige Leitungen mit hoher Transportkapazität wie z. B. die Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL) und die Nordeuropäische Erdgasleitung (NEL) (Abb. 1) sowie die Nordschwarzwaldleitung (Abb. 2) verbessern die deutsche Versorgungssicherheit weiter, dienen aber auch der wichtigen Transitfunktion zur Versorgung anderer

europäischer Staaten. Gleichzeitig hat auch das Arbeitsgasvolumen der Untergrundspeicher in den letzten Jahren weiter zugenommen, wodurch sich das Verhältnis zwischen dem Arbeitsgasvolumen und dem jährlichen Gasverbrauch weiter verbessert hat und mittlerweile bei ca. 30 Prozent liegt [1].

### Versorgungsunterbrechungen

Ein Indikator dafür, wie es um die Versorgungssicherheit mit Gas [2] in Deutschland bestellt ist, ist der von der Bundesnetzagentur (BNetzA) jährlich veröffentlichte SAIDI-Wert (System Average Interruption Duration Index) [3]. Er gibt die durchschnittliche Versorgungsunterbrechung je angeschlos-



Abb. 1: Trassenverlauf der Nordeuropäischen Erdgasleitung (NEL) sowie der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL)

Quelle: Samuel Bailey/Wikipedia Commons



Abb. 2: Die rund 71 km lange Nordschwarzwaldleitung verbindet die Region Stuttgart mit der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP).

senem Letztverbraucher innerhalb eines Kalenderjahres in Minuten an. Grundlage für die Berechnung sind Berichte der Netzbetreiber über alle im letzten Kalenderjahr aufgetretenen Versorgungsunterbrechungen. Diese Berichte enthalten mindestens den Zeitpunkt, die Dauer, das Ausmaß und die Ursache der Unterbrechung. Der SAIDI-Wert für das deutsche Gasnetz beträgt im langjährigen Mittel über alle ca. 730 Netzbetreiber nur ca. zwei Minuten/Jahr (Abb. 3).

### Diversifizierung der Gasbezugsquellen

Die deutsche Erdgasförderung geht seit Jahren kontinuierlich zurück [4]: Bedingt durch zunehmende und auch heftiger werdende Erdbeben im Osten der Niederlande (Großraum Groningen) wird die niederländische Erdgasproduktion und in Folge dessen auch der Erdgasexport z. B. nach Deutschland absprachegemäß planmäßig reduziert. Durch die zahlreich in Europa vorhandenen Regasifizierungsterminals ergeben sich gleichwohl auch für Deutschland neue Gas-Beschaffungsmöglichkeiten, ohne dass Deutschland dazu zwingend über ein eigenes, an einem deutschen Hafen gelegenes Terminal verfügen muss.

Die internationale politische Diskussion, forciert durch die USA, aber auch getragen durch Polen und andere osteuropäische Staaten, wägt die Vor- und

Nachteile eines zweiten Strangs zur bestehenden Nord-Stream-Pipeline (Leitungen 3 und 4 mit einer Transportkapazität von zusammen zusätzlich 55 Mrd. m<sup>3</sup>/a) zwischen Greifswald und dem russischen Festland an der Ostsee ab und kritisiert eine dadurch mögliche, stärkere Abhängigkeit der Bundesrepublik Deutschland und anderen westeuropäischen Staaten von russischen Erdgaslieferungen.

Die räumlich dem Territorium der Bundesrepublik Deutschland nächstliegenden Regasifizierungsterminals sind die im niederländischen Rotterdam und dem polnischen Świnoujście, die nur gering ausgelastet sind. Die Anlandung von LNG (Liquefied Natural Gas) zur Versorgung von Deutschland mit Erd-

gas ist derzeit und wird auch zukünftig im Wesentlichen preisdeterminiert sein. Wird Erdgas, welches zu Transportzwecken temporär verflüssigt wurde, an deutschen Letztverbraucherpunkten zu marktadäquaten Preisen angeboten, so wird es – wie auch das mittels Pipeline transportierte Gas – seine Kunden finden. Die Herkunft und der Transportweg des Erdgases wird keine nennenswerte Preisdiversifizierung rechtfertigen. Allein die Option, die Beschaffungsmöglichkeiten neben dem Bezug von Erdgas mittels Pipeline durch LNG weltweit zu diversifizieren, stellt eine deutliche Erhöhung der Gasversorgungssicherheit dar.

In Deutschland gibt es schon seit einigen Jahren Überlegungen, ein LNG-

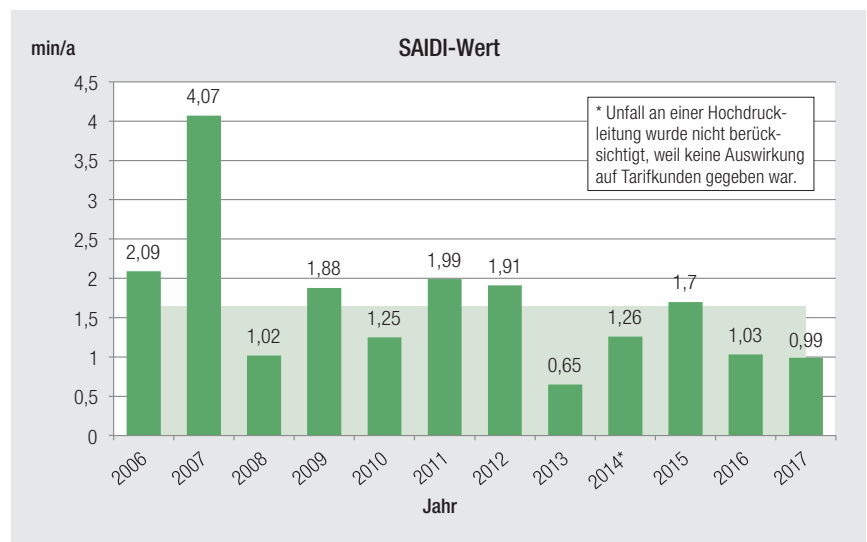
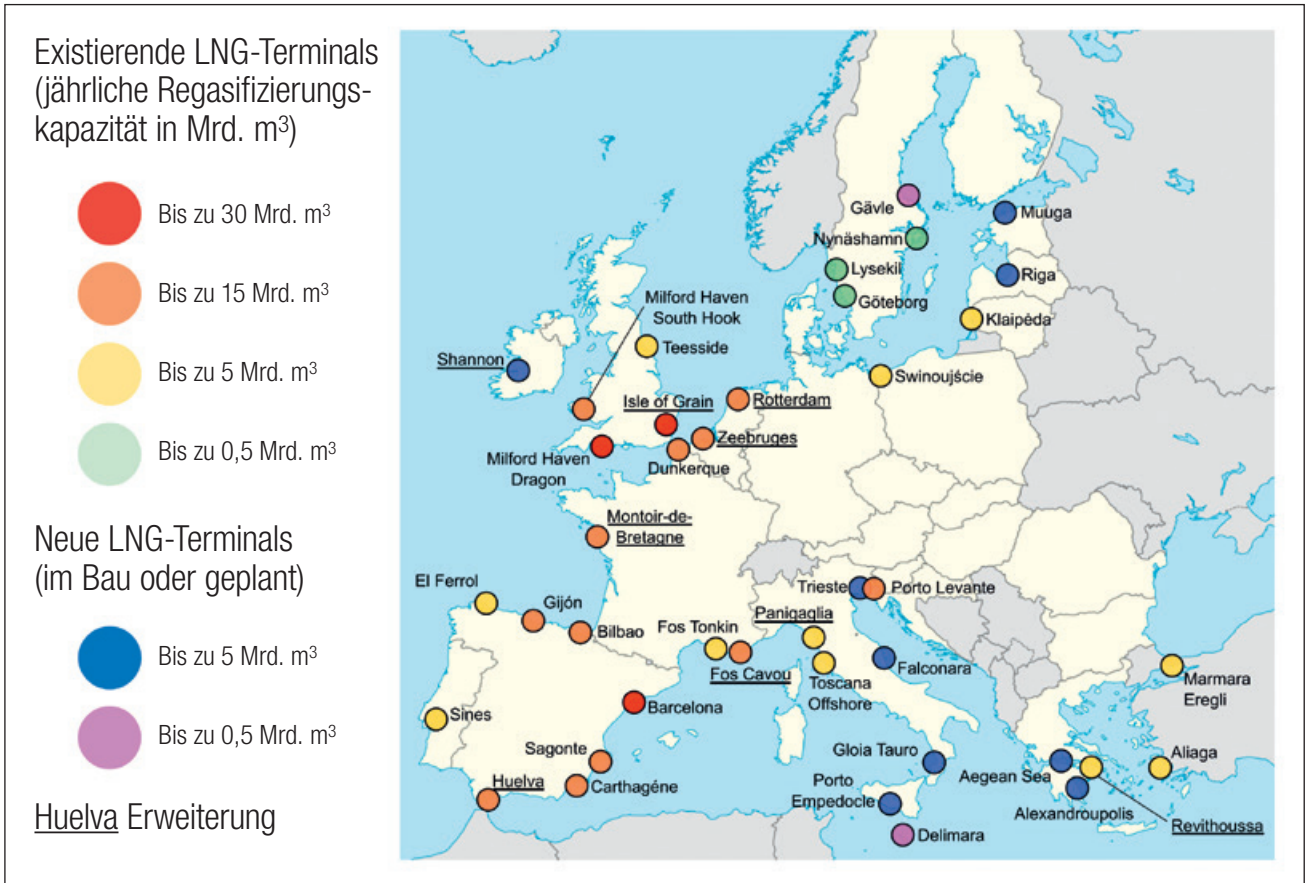


Abb. 3: Zeitablauf des SAIDI-Wertes für Deutschland – dieser bewegt sich seit Jahren auf einem konstant niedrigen Niveau.



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von [5]

Abb. 4: LNG-Infrastruktur in Europa: Eine Versorgung Deutschlands mit LNG auf dem Schiffsweg ist insbesondere über die bestehenden Terminals in Rotterdam und Swinoujście möglich.

Terminal zu errichten. Hier sind zunächst die Standorte Wilhelmshaven, Brunsbüttel und Stade zu nennen. Gemäß Medienberichten konkretisiert sich das Projekt der Errichtung eines LNG-Import- und Small-Scale-Terminals in Brunsbüttel zunehmend. Anfang 2018 wurde eine Open Season gestartet, die – so die „German LNG Terminal GmbH“ – dem LNG-Import- und Small-Scale-Terminal in Brunsbüttel im Ergebnis großes Marktinteresse bescheinigte. Die Verwendung von LNG bietet im Schiffs- und Schwerlastbereich erhebliche Möglichkeiten, um schweres Heizöl einzusparen und insbesondere klimaschädliche Emissionen im Vergleich zum Status quo zu reduzieren. Der Genehmigungsprozess soll bereits Ende 2018 gestartet werden, die finale Investitionsentscheidung ist für das Jahr 2019 geplant und die Inbetriebnahme soll im Jahr 2022 stattfinden.

Die Betreibergesellschaften, z. B. der vorhandenen und mit Steuermitteln

subventionierten Terminals, werden voraussichtlich jeden Regasifizierungsauftrag begrüßen. Insofern ist jeder Investor, der eine Regasifizierungsanlage in Deutschland plant und kaufmännisch hinsichtlich der Rentabilität kalkuliert, gut beraten, die Alternativenabwägung hinsichtlich des Baus einer eigenen Anlage und der Nutzung vorhandener, nahe im Ausland gelegener Anlagen sorgfältig vorzunehmen (Abb. 4).

Die gaswirtschaftliche Infrastruktur bietet ideale Voraussetzungen, auf Basis von Wasserstoff und synthetisch erzeugtem Methan große Energiemengen zu speichern. Die Technik der Wasserstoff- und Synthesegas-Produktion im Rahmen der Power-to-Gas-Technologie (P2G) ist bestens bekannt und in einigen Pilot-Anlagen in Deutschland erprobt. Sowohl Wasserstoff als Beimischprodukt zu Erdgas als auch synthetisch hergestelltes Methan können als zumischbares Produkt einen Beitrag zur Diversifizierung von Erdgas-

Bezugsquellen und damit zur Erhöhung der Versorgungssicherheit leisten. Hinzu kommen die positiven ökologischen Effekte der Reduzierung von Treibhausgasen, sofern das Gas mithilfe erneuerbarer Energien erzeugt wurde. Ein breiter Durchbruch der P2G-Technologie ist bislang trotz aller offensichtlichen Vorteile aufgrund der hohen Kostendiskrepanz zwischen P2G und fossilem Erdgas nicht absehbar.

**Marktraumumstellung**

Zentrale Aufgabe innerhalb dieses Themenkomplexes ist auch die Sicherstellung der Versorgung mit L-Gas. Während es im H-Gas-Bereich eine Vielzahl unterschiedlicher Quellen und Transportrouten gibt, ist die Versorgung der rund vier Mio. deutschen L-Gas-Kunden stark von der Förderung in den Niederlanden abhängig. Die Reserven des für die L-Gas-Versorgung elementar wichtigen Groningen-Feldes neigen sich jedoch dem Ende zu; Gleiches gilt

für die deutsche Produktion, die seit einigen Jahren stark rückläufig ist. Zuletzt wurden nur noch 7 Prozent des Erdgasverbrauchs aus heimischen Aufkommen gedeckt. Aus diesem Grund wurde das größte gaswirtschaftliche Projekt der kommenden Jahre gestartet, die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas. In dessen Rahmen werden nahezu alle deutschen L-Gas-Verbraucher mit ihren rund 4,9 Mio. Geräten [6] bis zum Jahr 2030 auf H-Gas umgestellt. Die Bandbreite der umzustellenden Geräte reicht dabei von einfachen Gasherden und -heizungen über industrielle Thermoprozessanlagen bis hin zu Gaskraftwerken. Die Organisation dieses Mammutprojektes erfolgt über die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), die Hauptlast der Umstellungen trifft die nachgelagerten Verteilernetzbetreiber, die sich vielfach eines oder mehrerer Dienstleister bedienen. Der DVGW stellt wie gehabt das Regelwerk und die technische Expertise zur Verfügung, während die Bundesnetzagentur das Projekt regulatorisch begleitet und beispielsweise die Wälzungsfähigkeit der Kosten für die Umlage prüft, über die das Projekt von allen deutschen Gasnutzern finanziert wird.

Nachdem im Januar 2018 ein weiteres Erdbeben die Förderregion rund um das niederländische Groningen erschütterte, ist die Förderung von Erdgas in den Niederlanden erneut in den Fokus der Öffentlichkeit geraten. Die Politik hat diese Thematik aufgenommen und zum Gegenstand einiger Debatten im niederländischen Parlament gemacht. Unlängst wurde beschlossen, bis 2022 weitestgehend aus der Gasförderung auszusteigen und den Rückgang durch Maßnahmen innerhalb der Niederlande (z. B. verstärkte Konvertierung von H- zu L-Gas durch Zumischung von Stickstoff) auszugleichen. Auch die deutsche Seite, vertreten durch das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) und die Bundesnetzagentur, bot ihre Hilfe an und wird durch die vorzeitige Umstellung großer Verbraucher und die netztechnischen Maßnahmen den Bedarf an L-Gas deutlich absenken. Rückgrat der Marktraumumstellung in Nordrhein-Westfalen ist der Bau der Zeelink-Pipeline zwischen Lichtenbusch und Legden (Abb. 5).

Im Ergebnis kann der schon vor Jahren vereinbarte Pfad zur Absenkung der L-Gas-Importe beibehalten werden [7]. Da dieser maßgeblich für die Marktraumumstellungsplanung ist, sind diesbezüglich keine nachteiligen Auswirkungen zu erwarten. Letztlich senkt die Marktraum-

umstellung sukzessive den deutschen Importbedarf und trägt auf diesem Wege wesentlich zur Erhöhung der Versorgungssicherheit bei.

### Versorgungssicherheit im europäischen Kontext

Spätestens mit dem Inkrafttreten der europäischen Verordnung 17/1938 über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (SoS-VO) Ende Oktober 2017 muss das Thema Versorgungssicherheit nicht nur europäisch gedacht, sondern auch europäisch behandelt werden. Kernstück der Novellierung ist der in Art. 13 SoS-VO niedergelegte Mechanismus zur Solidarität unter den Mitgliedstaaten [8]. Daneben ist u. a. auch die Bildung von Risikogruppen vorgesehen, in denen verschiedene Versorgungssicherheitsszenarien durchgespielt werden.

Mit dem Solidaritätsmechanismus wird das schon im nationalen Recht im Energiesicherungsgesetz (EnSiG) verankerte Prinzip, wonach Industriekunden im Falle einer Gasmanngelage zur weiteren Bereitstellung des lebenswichtigen Bedarfs abgeschaltet werden, jetzt auch zwischen den europäischen Mitgliedstaaten etabliert. Die SoS-VO unterscheidet hierfür

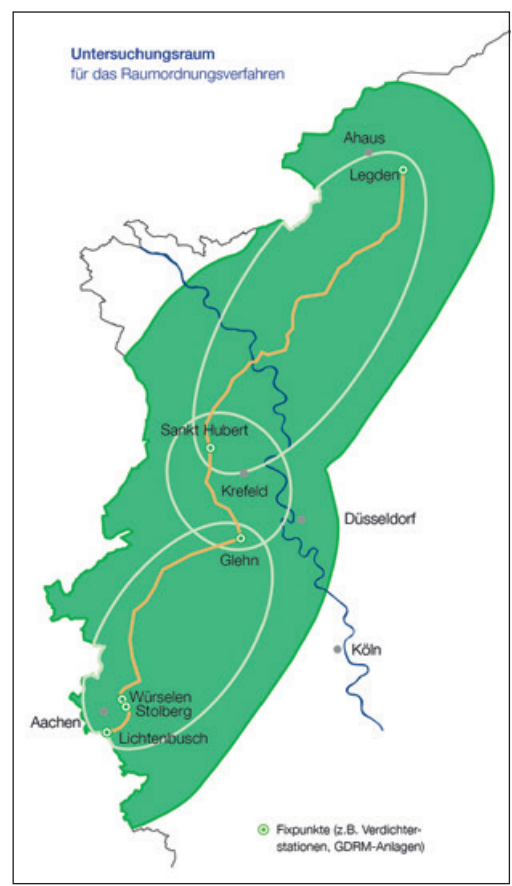


Abb. 5: Die aktuell in der Planung befindliche Zeelink-Pipeline soll nach ihrer Fertigstellung den Westen Deutschlands mit H-Gas versorgen.

Quelle: www.zeelink.de/karten

zwischen im Solidaritätsfall geschützten und nicht-geschützten Kunden: Zu den geschützten Kunden gehören zu allererst die Haushaltskunden, darüber hinaus können auch Fernwärmeanlagen und grundlegende soziale Dienste geschützt werden. Als Maßnahmen, die ein Mitgliedstaat zur Erbringung von Solidarität ergreifen kann, kommen freiwillige marktbasierende und unfreiwillige nicht-marktbasierende Maßnahmen in Betracht. Die marktbasierenden Maßnahmen genießen hierbei als weniger einschneidendes Instrument den Vorrang. Die Anforderungen, die ein Mitgliedstaat erfüllen muss, bevor er Solidarität in Anspruch nehmen darf, sind hoch: Vor der Inanspruchnahme von Solidarität steht die Abschaltung der nicht geschützten Kunden innerhalb des jeweiligen Mitgliedstaates. Die Mitgliedstaaten haben, um im Krisenfall zügige Solidarität leisten zu können, Verträge untereinander abzuschließen. Knackpunkt der Vertragsverhandlung dürften die in der SoS-VO zwar vorgesehenen, aber nicht ausgestalteten Entschädigungszahlungen sein.

Bisher ist es in Deutschland auf Basis des 1975 in Kraft getretenen EnSiG nicht zu Zwangsabschaltungen gekommen – dies zeugt von der sehr hohen Gasversorgungssicherheit, die wir in Deutschland genießen. Auch vor dem Hintergrund der SoS-VO bleibt die Wahrscheinlichkeit von staatlichen Maßnahmen zur Zwangsabschaltung von Industriekunden damit äußerst gering.

### Lastverteilung und Krisenorganisation

Besteht im Gasversorgungssystem eine Diskrepanz zwischen der nachgefragten Menge und dem verfügbaren Angebot, kann hieraus eine Situation erwachsen, bei der die Versorgungssicherheit nicht mehr komplett sichergestellt werden kann. Für eine solche Krisenlage sind im Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland die folgenden drei Krisenstufen definiert worden, die – je nach Bewertung der

Situation – festgestellt werden und unterschiedliche Folgemaßnahmen nach sich ziehen: Frühwarnstufe, Alarmstufe und Notfallstufe.

In der Frühwarn- und Alarmstufe obliegt das Krisenmanagement gemäß §§ 15, 16 und 16 a des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) den Netzbetreibern im Rahmen ihrer Systemverantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit in ihren eigenen Netzen. Sie führen Maßnahmen durch, welche Anpassungen der Gasein- und -ausspeisung umfassen und dem Ziel dienen, die Versorgung möglichst aller Letztverbraucher und insbesondere der nach § 53 a EnWG „geschützten Kunden“ zu gewährleisten. Die für diese Aufgabe notwendigen Prozesse und Kommunikationswege wurden durch den von den Verbänden BDEW, VKU und GEODE erarbeiteten Leitfaden „Krisenvorsorge Gas“ standardisiert. Äußeres Merkmal für die hohe Branchenakzeptanz ist seine Aufnahme in die Kooperationsvereinbarung der Gasnetzbetreiber.

Ist eine Erschöpfung der Maßnahmen der Netzbetreiber absehbar, kann nach Prüfung der Voraussetzungen gemäß § 3 Energiesicherungsgesetz (EnSiG) durch Verordnung der Deutschen Bundesregierung die Feststellung der Notfallstufe erfolgen. In einer überregionalen Lage wird nun die Bundesnetzagentur zum Bundeslastverteiler, ihr obliegt dann die hoheitliche Lastverteilung. Sie kann in diesem Fall gemäß § 1 Gassicherungsverordnung (GasSV) per Verfügung Maßnahmen wie z. B. Lastreduzierungen, aber auch die vollständige Einstellung des Gasbezuges anordnen, um die Deckung des lebenswichtigen Bedarfs an Energie zu sichern und damit auch die Auswirkungen einer Gasmangellage auf die Bevölkerung möglichst gering zu halten.

Die Lastverteilungsentscheidungen erfolgen im Krisenstab Gas der Bundesnetzagentur, der nicht permanent besetzt ist, sondern sich nur im Bedarfsfall konstituiert. Er entscheidet in einem Abwägungsprozess und basierend auf der einzelfallabhängigen Bewer-

tung verschiedener Kriterien. Zur Vorbereitung auf diesen Abwägungsprozess im Krisenfall führt die Bundesnetzagentur regelmäßig Abfragen des Lastabwurfpotenzials von relevanten Letztverbrauchern und bei sonstigen Punkten im deutschen Gasnetz durch. Im Jahr 2017 wurden sowohl Informationen der Gas-Fernleitungsnetzbetreiber als auch der Gas-Verteilernetzbetreiber erhoben.

### LÜKEX 2018

Neben regelmäßigen internen Krisenstabsübungen nimmt die Bundesnetzagentur als intensiv übende Behörde an der LÜKEX 2018 teil und beteiligt sich – organisationsübergreifend – mit unterschiedlichen Fachreferaten der Energieabteilung und Referaten des sogenannten Querschnittsbereiches. LÜKEX ist die Kurzform für Länderübergreifende Krisenmanagementübung (Exercise); das Kürzel steht dabei für ein Übungskonzept, mit dem das nationale Krisenmanagement in Deutschland auf strategischer Ebene seit 2004 regelmäßig überprüft und optimiert wird. Die achte Übung der LÜKEX-Reihe beschäftigt sich mit dem Thema „Gasmangellage in Süddeutschland“.

Im Laufe der Übung werden die im Notfallplan Gas für die Bundesrepublik Deutschland definierten Krisenstufen durchlaufen: Zunächst kommt es demnach zur Ausrufung der Frühwarn- sowie darauffolgend der Alarmstufe. Schließlich erfolgt die Feststellung der Notfallstufe gemäß § 3 EnSiG durch Verordnung der Deutschen Bundesregierung, wodurch die Bundesnetzagentur zum Bundeslastverteiler wird. Insbesondere diese Aufgabe soll in der LÜKEX 2018 geübt werden.

Die LÜKEX hat zum Ziel, länder- und ressortübergreifende Krisenmanagementstrukturen sowie die Zusammenarbeit mit Betreibern Kritischer Infrastrukturen (KRITIS-Betreiber) zu testen und stetig zu verbessern. Auch wenn die Erdgasversorgung in Deutschland sicher ist, ist es dennoch sinnvoll, insbesondere aufgrund der Bedeutung ihrer

für die deutsche Wirtschaft und Bevölkerung und der Komplexität und Vielzahl von zuständigen Akteuren, die bestehenden Strukturen und Maßnahmen zur Krisenvorsorge in einer großangelegten Übung zu überprüfen sowie die Auswirkungen einer Beeinträchtigung der Versorgung zu beleuchten.

## IT-Sicherheit

Aufgrund der zunehmenden Durchdringung der Energieversorgung mit Informations- und Kommunikationstechnologie darf beim Thema Versorgungssicherheit auch der Schutz der für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen Telekommunikations- und elektronischen Datenverarbeitungssysteme gegen Bedrohungen (z. B. Hackerangriffe) nicht fehlen. Die Bundesnetzagentur hat daher in enger Zusammenarbeit mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) bereits im Jahr 2015 in einem sogenannten IT-Sicherheitskatalog [9] Mindestanforderungen für die IT-Sicherheit der für einen sicheren Netzbetrieb notwendigen Informations- und Kommunikationstechnik der Netzbetreiber veröffentlicht, zu deren Einhaltung diese verpflichtet sind. Die Einhaltung der Anforderungen, die sich aus dem IT-Sicherheitskatalog der Bundesnetzagentur ergeben, muss durch ein Zertifikat belegt werden. Diese Zertifizierung ist nicht eine einfache Erweiterung der Zertifizierung gemäß ISO/IEC 27001 [10], sondern folgt vielmehr eigenen, im Konformitätsbewertungsprogramm festgelegten Regeln [11]. Diese Zertifizierung kann nur durch von der Deutschen Akkreditierungsstelle (DakKS) akkreditierte Dienstleister erfolgen. Die eingesetzten Auditoren müssen zudem ein spezielles Schulungsprogramm mit einer Abschlussprüfung absolviert haben. Dieses Zertifikat muss im Drei-Jahres-Rhythmus erneut vorgelegt werden, hinzu kommen jährliche Überwachungsaudits. Diese Sicherheitsanforderungen werden künftig auch auf Energieanlagen (insbesondere Gasspeicher und Erzeugungsanlagen) ab einer relevanten Größe ausgedehnt. Die Ein-

haltung von Mindestanforderungen an die IT-Systeme von allen Energienetz- und ausgewählten kritischen Energieanlagenbetreibern soll dazu beitragen, Cyber-Angriffe auf die leitungsgebundene Energiewirtschaft zu verhindern und somit die Versorgungssicherheit zu erhöhen.

## Zusammenfassung und Ausblick

Inwieweit eine Versorgungssicherheit gegeben ist oder sich erhöht hat, ist immer eine Sache des Standpunktes: Im Vergleich zu welchem Zustand hat sich eine Versorgungssicherheit verändert? Der zu Beginn des Beitrags aufgeführte starke Temperatureinbruch zum Monatswechsel Januar/Februar 2012 hat alle Stakeholder der Gaswirtschaft, aber auch der betroffenen Ministerien und Behörden sehr für das Thema der gaswirtschaftlichen Versorgungssicherheit sensibilisiert. Seitdem sind erhebliche Investitionen in den Leitungsneubau und in den Ausbau der Arbeitsgasvolumina in Untergrundspeicher geflossen. Die Anreizregulierung hat zu keinen Einsparungen bei der Wartung des Leitungsnetzes geführt, was sich in konstant niedrigen Unterbrechungszeiten für das Gasnetz dokumentiert. Der in Deutschland traditionelle Bezug von Gas mittels Pipelines kann friktionslos durch den Bezug von LNG mittels grenznaher Regasifizierungsterminals ergänzt oder substituiert werden. Europäische Solidaritätsmaßnahmen sollen zukünftig zwischenstaatliche Aushilfslieferungen auf eine einheitliche vertragliche Basis stellen. Der intensive Austausch aller gaswirtschaftlichen Stakeholder hat zu belastbaren Handlungsansätzen im Gasmangelfall geführt. Der IT-Sicherheitskatalog der Bundesnetzagentur führt dazu, dass Mindestanforderungen für alle Gasnetzbetreiber und zukünftig auch wesentlicher Energieanlagenbetreiber hinsichtlich ihrer IT-Systeme zu beachten sind.

Die Aufrechterhaltung einer hohen Gasversorgungssicherheit, wie sie der Bundesrepublik Deutschland zu attestieren ist, kann nur gewährleistet wer-

den, wenn die bestehenden Systeme kontinuierlich hinsichtlich ihrer Zweckmäßigkeit und Aktualität überprüft und – wenn notwendig – neuen Entwicklungen angepasst werden. ■

### Literatur

- [1] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, Erdöl, Erdgas, Kohle (2017).
- [2] Klees, A./Groos, A.: Gewährleistung der technischen Sicherheit von Gasinfrastrukturen in Deutschland, in: DVGW energie/wasser-praxis, Heft 6+7/2017, S. 18–25.
- [3] Volk, G.: Gas-Versorgungsunterbrechungen nach § 52 EnWG, in: gwf-Gas|Erdgas 2013, S. 678 ff.
- [4] Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG): Exploration und Produktion von Erdöl und Erdgas in Deutschland 2017, Erdöl, Erdgas, Kohle 2018.
- [5] Eigene Darstellung, Datenquelle: Gas Infrastructure Europe, LNG MAP EXISTING & PLANNED INFRASTRUCTURE 2018 ([www.gie.eu/index.php/gie-publications/maps-data/lng-map](http://www.gie.eu/index.php/gie-publications/maps-data/lng-map))
- [6] Albus, R.: Stand der L-/H-Gas-Marktraumumstellung, in: gwf Gas + Energie, Heft 4/2018, S. 36 ff.
- [7] Albus, R.: Erkenntnisse aus vier Jahren L-/H-Gas-Marktraumumstellung – Ist die Branche für die nächste Phase gerüstet?, in: DVGW energie/wasser-praxis, Heft 4/2018, S. 10–15.
- [8] Frank, T., Glander, B.: Erdgasversorgungssicherheit wird zur gesamteuropäischen Aufgabe, in: gwf Gas + Energie, Heft 1/2018, S. 60 ff.
- [9] Volk, G.: Der IT-Sicherheitskatalog der Bundesnetzagentur für Energienetzbetreiber nach § 11 Abs. 1a EnWG, in: gwf Gas + Energie, Heft 1/2017, S. 88 ff.
- [10] Hollatz, J., Leugers, C., Jochmann, A.: Umsetzung des IT-Sicherheitsgesetzes in kleinen und mittleren Versorgungsunternehmen, in: DVGW energie/wasser-praxis Heft 6+7/2017, S. 46–51.
- [11] Krempel, S.: Zertifizierung nach IT-Sicherheitskatalog, in: elmlw, Heft 2/2017, S. 56 ff.

### Der Autor

**Dr. Gerrit Volk** ist Leiter des Referats „Zugang zu Gasverteilernetzen“ bei der Bundesnetzagentur in Bonn.

#### Kontakt:

Dr. Gerrit Volk  
Bundesnetzagentur  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn  
Tel.: 0228 1458-20  
E-Mail: [Gerrit.Volk@bnetza.de](mailto:Gerrit.Volk@bnetza.de)  
Internet: [www.bnetza.de](http://www.bnetza.de)