



WINTERAUSBLICK 2017/2018
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

INHALT

1	Vorwort	4
2	Kernaussagen	5
3	Novelle EU Erdgasversorgungssicherheits-Verordnung	7
4	Regional Coordination System for Gas	8
5	Novelle Gasnetzzugangsverordnung	10
6	L-Gas	11
7	Analyse des Großhandelsmarktes	14
8	Regelenergieprodukte „Long Term Options“ und „Demand Side Management“	16
	8.1 Steigerung der Versorgungssicherheit auf Basis des BMWi Eckpunktepapiers	16
	8.2 Die Erfahrungen aus der Winterperiode 2016/2017	16
	8.3 Anpassung der Regelenergieprodukte für die Winterperiode 2017/2018	17
	8.4 Einfluss von LTO-Regelenergieprodukten auf Speicherfüllstände	18
9	Speicheranalyse	20
10	Besonderheiten Süddeutschland	22
11	Projekte im Rahmen der Netzentwicklungsplanung	23
	11.1 Thyssengas Verdichter Ochtrup	23
	11.2 Open Grid Europe - OGE-Leitung Schwandorf – Forchheim	23
	11.3 Reversierung der OGE-Verdichterstation Werne	23

Abkürzungsverzeichnis

BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DSM	Demand Side Management
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
GasNZV	Gasnetzzugangsverordnung
GCG	Gas Coordination Group
GSE	Gas Storage Europe
GTS	Gasunie Transport Services (niederländischer Fernleitungsnetzbetreiber)
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWel	elektrische Leistung in GW
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
LiFa	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
LFZ	Lastflusszusage
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MOL	Merit-Order-List
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NCG	NetConnect Germany
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
OGE	Open Grid Europe GmbH
ReCo	Regional Coordination System for Gas
RLM	Reale Lastmessung
SAP	Speicheranschlusspunkt
SoS-VO	Erdgas-Versorgungssicherheits-Verordnung
STB	Short Term Balancing Service
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TG	Thyssengas
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelsplatz im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
USB	Umsetzungsbericht

1 VORWORT



Ralph Bahke,
Vorstandsvorsitzender

Deutschlands Gaskunden – Haushalte, Gewerbe oder Industrie – können sich auf die gut ausgebaute und hoch verfügbare Gasinfrastruktur verlassen. Unterbrechungen bei der Belieferung der Verbraucher kommen faktisch so gut wie nie vor. Damit nimmt Deutschland beim Thema Gas-Versorgungssicherheit international einen Spitzenplatz ein.

Dennoch ist die sichere Versorgung mit Gas alles andere als ein Selbstläufer. Um sie zu garantieren, unternehmen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, verantwortlich für ein insgesamt rund 40.000 Kilometer langes Hochdrucknetz, Jahr für Jahr erhebliche Anstrengungen.

Als Ausdruck unseres Engagements für eine sichere und zuverlässige Gasversorgung veröffentlicht die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. (FNB Gas) jährlich einen aktualisierten Ausblick auf die aktuelle Erdgasversorgungssituation aus infrastruktureller Sicht. Während wir mit dem Netzentwicklungsplan, unserem Masterplan für den Ausbau der Gasinfrastruktur, eine zehnjährige Perspektive einnehmen, beschreibt der Winterausblick den Status quo, indem er sich auf den Zeitraum der vor uns liegenden Wintermonate konzentriert. Das Thema Versorgungssicherheit zieht sich dabei wie ein roter Faden durch diese Veröffentlichungen.

Einen besonderen Stellenwert im diesjährigen Winterausblick nimmt die Frage nach dem möglichen Risiko ein, das sich aus der Entwicklung der L-Gas-Quellen für den deutschen Markt ergibt. Insbesondere die aktuell rückläufige Produktion in den Niederlanden haben wir zum Anlass genommen, die sich hieraus ergebenden Zusammenhänge zu beleuchten.

Wir sehen unseren Winterausblick als einen Beitrag zur derzeit intensiv geführten Diskussion um die richtigen Konzepte und Strategien für die Aufrechterhaltung des hohen Versorgungssicherheitsstandards.

Wir sind überzeugt, dass eine technologisch, wirtschaftlich und politisch ausgewogene Debatte zwingend notwendig ist, um die entscheidenden Voraussetzungen für die erfolgreiche Umsetzung des Projektes Energiewende zu schaffen.

Wir sind gespannt auf Ihre Anmerkungen und Anregungen – wir freuen uns auf die Diskussion mit Ihnen!

2 KERNAUSSAGEN

In diesem Jahr steht der Winterausblick der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) im Zeichen der europäischen und deutschen Weiterentwicklungen der Gesetzgebung und deren Umsetzung zur Sicherstellung der Gasversorgung. Dabei wird sowohl der Aspekt der primären Verantwortung der FNB, die Verfügbarkeit der notwendigen Transportkapazitäten, als auch die für die Sicherstellung der Netzstabilität notwendige Bereitstellung von Gasmengen und Leistung intensiv beleuchtet:

- In der novellierten europäischen Versorgungssicherheitsverordnung wird zukünftig die grenzüberschreitende solidarische Sicherstellung der unterbrechungsfreien Gasversorgung geschützter Kunden festgeschrieben.
- Der regionale Korridor-Ansatz wird in der Verordnung zur operativen Umsetzung dem Verband der Europäischen Netzbetreiber (ENTSOG) zugeordnet. Wesentliche Bestandteile dieser Umsetzung sind de facto allerdings schon durch das „Regional Coordination System for Gas“ (ReCo), das ENTSOG in den letzten Jahren aufgebaut hat, vorhanden.
- Für Deutschland hat der Verordnungsgeber die untätigen Kapazitätsbuchungen an Speichern implementiert, wodurch sich die Liquidität für die Beschaffung von Regelenergie erhöhen und die Preise sinken sollen.
- Die Entwicklung der Angebote an L-Gas aus den niederländischen Quellen und hier insbesondere aus den durch Erdbeben heimgesuchten Fördergebieten um Groningen bedarf einer besonderen Aufmerksamkeit. Trotz erneuter hoheitlicher Förderkürzungen in den Niederlanden können die Gegenmaßnahmen zur langfristigen Absatzreduzierung in Deutschland durch die Umstellung der mit L-Gas versorgten Gebiete auf H-Gas derzeit noch Schritt halten. Dabei gehen wir in unseren Planungen davon aus, dass die seitens der Niederlande zugesagten Exportmengen und -leistungen weiterhin bereitgestellt werden.
- Insgesamt liegen die deutschen Speicherfüllstände in der Größenordnung des Vorjahres und damit auf einem guten Niveau. Differenziert betrachtet, liegt allerdings der Füllstand der L-Gas Speicher in GASPOOL deutlich unter dem des Vorjahres und ist damit hinsichtlich der Einhaltung einer moderaten Ausspeicherung über den Winter sehr genau zu beobachten. Der Ausgangsfüllstand der H-Gas-Speicher in Süddeutschland ist zu Beginn des Winters gut, sollte aber nach den Erfahrungen des letzten Winters ebenfalls unter Beobachtung bleiben.
- Eine wesentliche Herausforderung für die Vorbereitung auf den kommenden Winter 2017/2018 ist die hohe Abhängigkeit von Lastflusszusagen in Baden-Württemberg, die ein Risiko für die Versorgungssicherheit darstellt. Hierzu wird es weitere Ausschreibungen geben. Verstärkt wird diese Situation durch einen in ganz Süddeutschland weiter zunehmenden Kapazitätsbedarf. In enger Abstimmung mit den zuständigen Behörden konnte ergänzend das neue temporäre Vorsorgeprodukt „Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen“ (LiFA) entwickelt und damit von Seiten der Gasnetzbetreiber flankierend einer möglichen Engpasssituation entgegengesteuert werden. Eine nachhaltige Entspannung der Situation wird erst mittelfristig mit Umsetzung der erforderlichen Netzausbaumaßnahmen erreicht werden können.
- Der Winter 2016/2017 hat gezeigt, dass Preissignale ein richtiges Instrument sind, um Gas auch international in die Absatzregionen zu lenken. Allerdings hat der letzte Winter auch gezeigt, dass Händler die Erdgasspeicher vorrangig zur Portfoliooptimierung einsetzen. Ob diese wirtschaftlich getriebene Speicherbeschäftigung auch immer den Erfordernissen des Gasbedarfs eines kalten Winters entspricht, ist kritisch zu hinterfragen.

- Bundesweit wird auch deshalb im Dialog mit den Behörden durch die Weiterentwicklung der im letzten Winter erstmalig angewendeten Regelenergieprodukte aus dem Eckpunktepapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine weitere Verbesserung der Versorgungssicherheit angestrebt.
- Durch die Fertigstellung wichtiger Infrastrukturprojekte sind Maßnahmen aus dem Netzentwicklungsplan Gas (NEP) umgesetzt worden, die die FNB bei ihren Transportaufgaben unterstützen.

3 NOVELLE EU ERDGASVERSORGUNGS- SICHERHEITS-VERORDNUNG

Die Europäische Kommission hat sich mit dem Europäischen Rat und dem Europäischen Parlament auf eine Novelle der Erdgasversorgungssicherheits-Verordnung (SoS-VO) geeinigt. Diese wird voraussichtlich noch zum Winter 2017 in Kraft treten. Mit dieser Verordnung soll laut EU-Kommission sichergestellt werden, dass die Mitgliedsstaaten Vorkehrungen treffen, um insbesondere für geschützte Kunden zu jeder Zeit eine unterbrechungsfreie Gasversorgung zu gewährleisten. Dabei sollen wirtschaftliche Maßnahmen ohne Wettbewerbsverzerrungen an den Erdgasmärkten implementiert werden.

Die Verordnung will die multilaterale Zusammenarbeit fördern, indem ein regionaler Korridor-Ansatz die zwischenstaatlichen Risiken aufzeigt und abgestimmte Präventivmaßnahmen Risiken besser beherrschen sollen. Zudem führt die Verordnung einen Solidaritätsgrundsatz ein, nach dem sich, sollten Krisenfälle in der Gasversorgung auftreten, benachbarte Staaten gegenseitig helfen, um geschützte Kunden (v. a. Privathaushalte) sicher zu versorgen. Hierzu bedarf es einer Konkretisierung des Begriffs der geschützten Kunden in Deutschland, um im Solidaritätsfall ein vergleichbares Versorgungsniveau zwischen den Nachbarstaaten zu ermöglichen.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber sind bereits mit der Umsetzung der Verordnung befasst. Innerhalb von ENTSOG werden die Arbeiten an der unionsweiten Simulation zum Ausfall von Gaslieferungen und Infrastrukturen bis zum 1. November 2017 bereits abgeschlossen sein. Die Maßnahmen der Mitgliedsstaaten innerhalb dieser Szenarien werden jedoch noch nicht im Winter 2017/2018 ausgearbeitet sein.

Die SoS-VO hat die langjährige Praxis der Zusammenarbeit der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber in der Krisenbewältigung formalisiert, indem das „Regional Coordination System for Gas“ (ReCo) aufgenommen wurde.

4 REGIONAL COORDINATION SYSTEM FOR GAS

Mit dem fortschreitenden Zusammenwachsen des europäischen Gasmarktes und der zunehmenden Bedeutung von Gasimporten haben sich die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber im Jahr 2014 entschlossen, ihre Zusammenarbeit zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu institutionalisieren und zu verstärken. Hierzu wurde zusammen mit ENTSG eine Informationsplattform ins Leben gerufen, das „Regional Coordination System for Gas“ (ReCo).

Mit dem ReCo sollen diejenigen europäischen Fernleitungsnetzbetreiber, welche vornehmlich über einen bestimmten Korridor aufgespeist werden, so vernetzt werden, dass bei größeren Unregelmäßigkeiten der Gasflüsse die Möglichkeit besteht, sich innerhalb einer kurzen Frist – in der Regel etwa zwei bis drei Stunden – virtuell zusammenzufinden. Ziel ist dabei, operative Informationen und Lösungsansätze soweit untereinander auszutauschen, dass Lösungsvorschläge für nationale und europäische Krisengremien ausgearbeitet werden können. Auf europäischer Ebene ist dies vor allem die „Gas Coordination Group“ (GCG) unter der Leitung der Europäischen Kommission und auf nationaler Ebene das im Notfallplan Gas des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie vorgesehene Krisenteam.

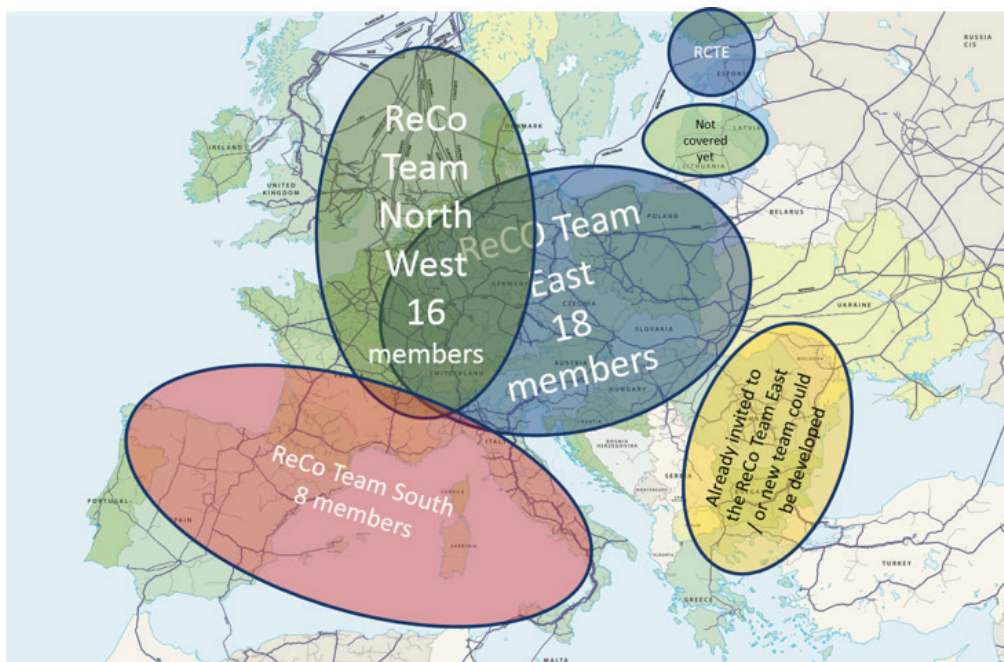
Die Länder, die in einer ReCo-Gruppe zusammengehören, wurden nach folgenden Haupt-Gasfluss-Korridoren ausgewählt:

ReCo East: alle Länder, die vornehmlich Erdgas aus Russland beziehen

ReCo North West: alle Länder, die vornehmlich Erdgas aus Norwegen, Dänemark, UK und L-Gas beziehen

ReCo South: alle Länder, die vornehmlich Erdgas aus Algerien und Libyen beziehen

Abb. 1: Wesentliche Importrouten von Erdgas für Europa



Quelle: ENTSG

Länder, die über mehrere Korridore aufgespeist werden, können auch Mitglied in mehreren ReCo-Gruppen sein. Deutschland ist derzeit im ReCo East und ReCo North West vertreten.

Durch regelmäßige angekündigte und unangekündigte Übungen wird dafür gesorgt, dass bei einer Gefährdungslage für die europäische Gasversorgung die Ablaufprozesse etabliert sind und reibungslos funktionieren. Die Übungen haben gezeigt, dass mit dem von den europäischen Fernleitungsnetzbetreibern ins Leben gerufenen Werkzeug der ReCo-Teams ein wirkungsvoller und schneller Informationsaustausch organisiert werden kann und dass die Bereitschaft zur konstruktiven Zusammenarbeit länderübergreifend gegeben ist.

5 NOVELLE GASNETZZUGANGSVERORDNUNG

Mit Veröffentlichung im Bundesgesetzblatt am 17. August 2017 ist die „Erste Verordnung zur Änderung der Gasnetzzugangsverordnung“ (GasNZV) in Kraft getreten. Das Hauptaugenmerk der Novelle der GasNZV liegt auf der Harmonisierung von europäischen und deutschen Regelungen. Insbesondere die gem. § 11 GasNZV verpflichtende Einführung von untertägigen Kapazitätsbuchungen zu und von Speicherpunkten kann in bestimmten Situationen einen positiven Effekt auf die Versorgungssicherheit haben. So ist zu erwarten, dass durch die Angleichung der Kapazitätsprodukte an Speicherpunkten und Grenzübergangspunkten (GÜPs)/ Marktgebietsübergangspunkten (MÜPs) mehr Konkurrenz zwischen den Flexibilitätsanbietern entsteht, was zum einen zu positiven Preiseffekten und zum anderen zu einer erhöhten Verfügbarkeit von Regelenergie-mengen in den entsprechenden Regelenergiezonen bzw. Netzbereichen führen kann. Beide Effekte werden sich voraussichtlich in Engpasssituationen, insbesondere bei der Beschaffung des neu einzuführenden Regel-energieproduktes „Short Term Balancing Service“ (STB), positiv auswirken, da über dieses Produkt auf sehr kurzfristiger Basis Regelenergiepotenziale mobilisiert werden können, die nicht über die standardisierten Börsenprodukte abbildbar wären.

6 L-GAS

Die aufgrund des stetigen Rückgangs der deutschen und der niederländischen L-Gas-Produktion erforderliche deutschlandweite L-H-Gas-Umstellungsplanung stellt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) ein wesentliches Element zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit mit Gas dar. Mit der Erstellung des Umsetzungsberichtes (USB) 2017 wurde erstmals außerhalb des Netzentwicklungsplans Gas (NEP), der seit 2016 in einem auf zwei Jahre verlängerten Turnus durch die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber erstellt wird, über alle laufenden Umsetzungsvorhaben – insbesondere über die L-H-Gas-Umstellungsplanung – berichtet.

Die Versorgung der L-Gas-Gebiete erfolgt durch Importe aus den Niederlanden, aus Speichern und aus der deutschen Eigenproduktion. Kapazitiv leisten hierbei die Importe und die Speicher den weitaus größten Beitrag. Im Jahr 2016 hatte das niederländische Parlament beschlossen, die jährliche Produktion aus dem Groningenfeld auf 24 Milliarden m³ zu begrenzen, wobei eine Steigerung um weitere 6 Milliarden m³ auf 30 Milliarden m³ für einen kalten Winter möglich sei. Nach Analysen des niederländischen Fernleitungsnetzbetreibers Gasunie Transport Services (GTS) war diese Menge ausreichend, um in Kombination mit Qualitätskonvertierung und Zumischung von H-Gas den Gesamtbedarf in den Ländern Niederlande, Belgien, Frankreich und Deutschland zu decken. Beginnend mit dem Jahr 2020 sollte dann der Export von L-Gas in Richtung Deutschland jährlich um 10 Prozentpunkte reduziert werden, um die Produktionsmengen aus dem Groningenfeld weiter begrenzen zu können. Dieser Sachverhalt wurde so auch im USB 2017 reflektiert.

Seit Oktober 2016 hat sich allerdings eine weitere Zunahme der Erdbebenaktivität in der Region Groningen gezeigt. Dies hat zur Folge, dass das niederländische Wirtschaftsministerium die Produktionsmenge aus dem Groningenfeld ab Oktober 2017 durch eine weitere Reduzierung um 10 Prozent auf 21,6 Milliarden m³ begrenzen wird. Auf jährlicher Basis soll dann entschieden werden, ob weitere Reduzierungen notwendig sind. Die Reduzierung der Groningenproduktion in Höhe von 10 Prozent soll nach Aussage des niederländischen Wirtschaftsministeriums ebenfalls für die zusätzlichen 6 Milliarden m³ gelten, so dass für kalte Winterperioden dann nur 5,4 Milliarden m³ zur Verfügung stehen würden. Damit reduziert sich die maximale Groningenproduktion von 30 Milliarden m³ auf 27 Milliarden m³. Nach vorläufigen Analysen und Angaben von GTS ist die reduzierte Menge weiterhin ausreichend, um die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, da die effektive Beschaffenheit des konvertierten H-Gases ein höheres Potenzial der H-Gas-Zumischung bietet, als ursprünglich planerisch angenommen. Nach Aussage von GTS wurden in den Analysen stets die Annahmen der deutschen Fernleitungsnetzbetreiber aus den NEP und USB berücksichtigt. Diese Kapazitäten und Mengen sollen weiterhin bereitgestellt werden.

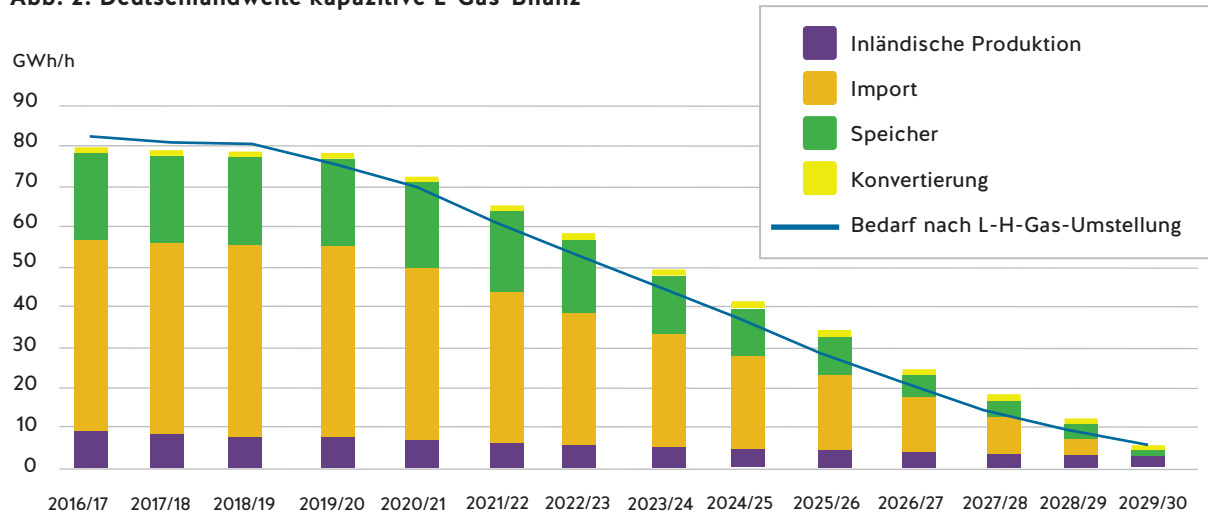
Nach kleineren L- zu H-Gas-Umstellungsprojekten mit Pilotcharakter in den Jahren 2015 und 2016 wurden 2017 erstmals in größeren Regionen (Nienburg/Neustadt/Hannover-Nord; Delmenhorst/Bremen-Süd) umfangreiche Kundenumstellungen vorgenommen. Neben Haushaltskunden waren auch größere und versorgungskritische Industriebetriebe, z. B. eine Glashütte und ein Kraftwerk, betroffen. All diese Umstellungen, die immer als jeweils eng abgestimmte Projekte auf FNB-Seite und auf Seiten der betroffenen Verteilnetzbetreiber geplant und durchgeführt werden, verliefen reibungslos.

Insgesamt sind bereits über 100.000 Verbrauchsgeräte umgestellt worden. Aufgrund dieser Ergebnisse erwarten die betroffenen Netzbetreiber, ihre Umstellungsplanung für die nächsten Jahre auch in dem im USB 2017 dargestellten Maße planmäßig umsetzen zu können. Gemäß USB 2017 und vor dem Hintergrund der Diskussionen über weitere Produktionsrückgänge in Deutschland und den Niederlanden sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit einer Erhöhung der maximalen Anpassungsrate auf rund 550.000 Verbrauchsgeräte pro Jahr. Die beschleunigte Umstellung leistet damit einen wesentlichen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland.

Neben den Importen aus den Niederlanden liefern die L-Gas-Speicher den zweitgrößten Beitrag zur Deckung des Leistungsbedarfs in Hochlastzeiten. Diesen Beitrag können sie wiederum nur dann gewährleisten, wenn die Speicher vor der Nachfrage nach Leistungsspitzen ausreichend gefüllt sind. Der Kapazitätsbilanz aus

Abb. 2 liegt hierzu die Prämisse zugrunde, dass ein Füllstand von mindestens 50 Prozent gewährleistet ist. Somit ist diese Prämisse so lange zu erfüllen, wie die Möglichkeit des Spitzenbedarfes vorliegt, im kritischen Fall bis zum März eines Jahres.

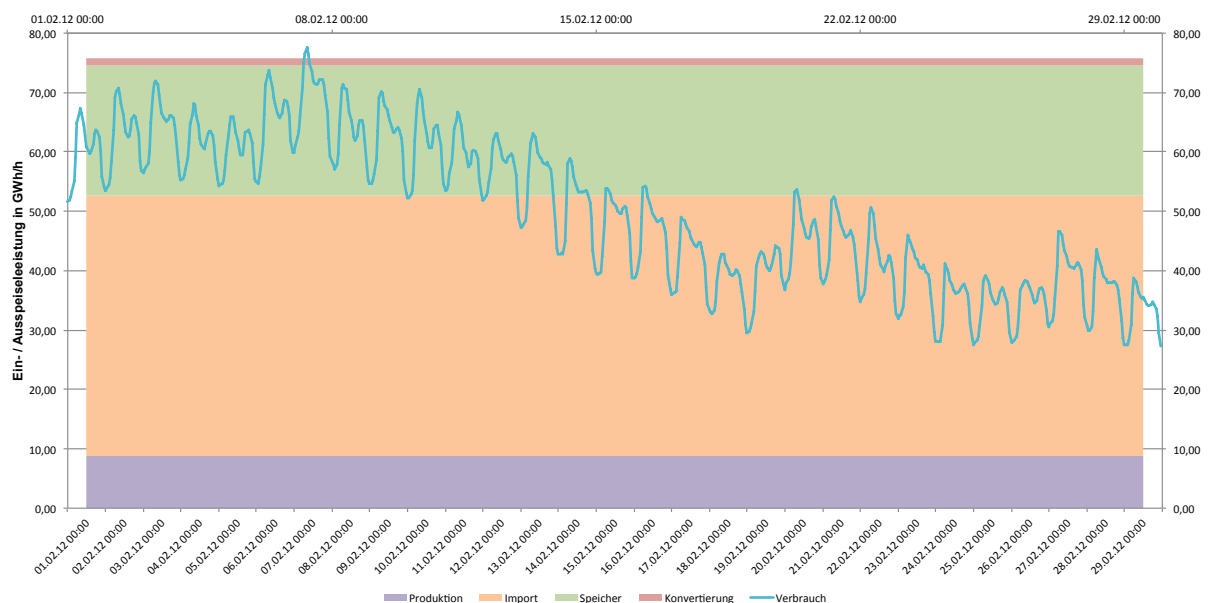
Abb. 2: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: USB 2017, Fernleitungsnetzbetreiber

Dass ein erheblicher Teil der zur Verfügung stehenden Speicherleistung auch tatsächlich in einer Hochlastphase benötigt wird, zeigt Abb. 3. Hier sind die Ausspeisungen in den L-Gas-Netzgebieten der Marktgebiete GASPOOL und NetConnect Germany (NCG) im Februar 2012 den derzeit zur Verfügung stehenden L-Gas-Leistungsaufkommen gegenüber gestellt. Man kann deutlich erkennen, dass die zur Verfügung stehende Speicherleistung notwendig war, um den Bedarf in einer solchen Lastsituation zu decken. Dabei wurde von einer deutschen Eigenproduktionsleistung und der maximal verfügbaren Importleistung gemäß den Annahmen des NEP 2016 bzw. des USB 2017 ausgegangen.

Abb. 3: Gegenüberstellung von historischen Ausspeisungen im Februar 2012 und derzeit maximal zur Verfügung stehenden L-Gas-Leistungsaufkommen in den L-Gas-Netzgebieten der Marktgebiete GASPOOL und NCG



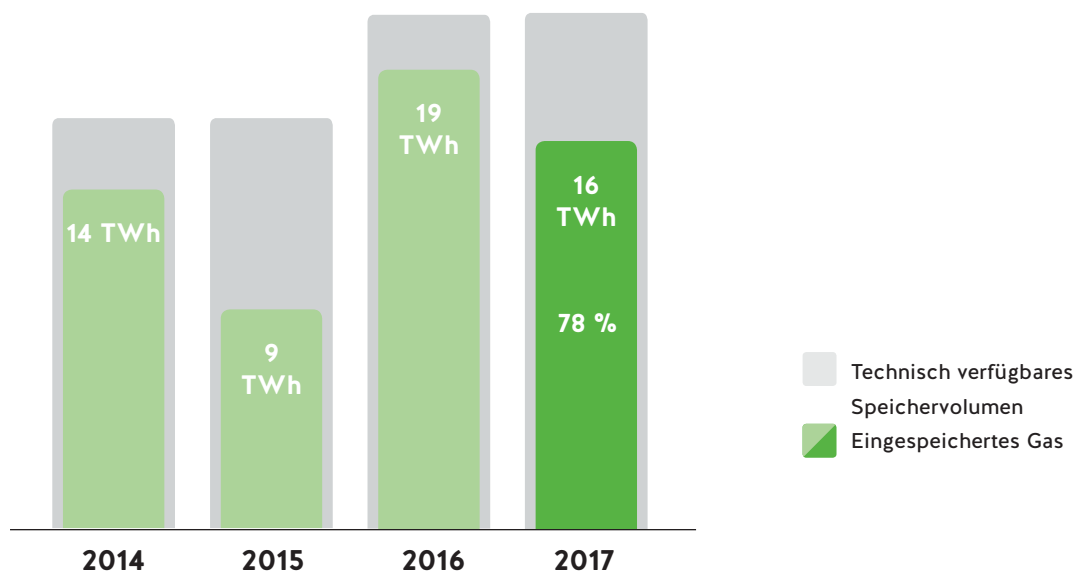
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Bei Speicherfüllständen unter 50 Prozent steht die vollständige Ausspeicherleistung nicht mehr zur Verfügung bzw. ist in mehrtägigen Hochlastphasen sehr schnell der Leistungsknickpunkt der Speicher erreicht und dadurch ihre notwendige Verfügbarkeit nicht mehr vollständig gegeben.

Trotz der im FNB Gas Winterausblick 2016/2017 aufgezeigten hohen L-Gas-Speicherfüllstände zu Beginn des Winters 2016/2017 zeigt die massive Auslagerung der Speicher zum Ende Dezember 2016 deutlich, dass die Prämisse des Füllstandes von 50 Prozent marktgetrieben sehr schnell unterschritten werden kann (siehe auch FNB Gas Winterrückblick 2016/2017). Zudem legt das Marktverhalten der letzten Jahre den Schluss nahe, dass die Befüllung der Speicher vor einem Winter stark vom Preisaufschlag der Terminmarktpreise (Forwards) für den folgenden Winter auf die aktuellen Preise im Sommer eines Jahres abhängig ist.

Im Sommer 2017 wurden die L-Gas-Speicher in Deutschland bis auf ein Niveau gefüllt, wie es in früheren Jahren üblich war. Allerdings erreichte der Stand zu Ende September 2017 mit 78 Prozent deutschlandweit nicht das Niveau des Vorjahres (93 Prozent im Oktober 2016). Insbesondere im Marktgebiet GASPOOL liegt der aktuelle durchschnittliche Füllstand mit 70 Prozent signifikant unter dem durchschnittlichen Füllstand des Vorjahres (91 Prozent), wie auch unter dem des L-Gas-Speichers im Marktgebiet NCG (97 Prozent) in diesem Jahr.

Abb. 4: L-Gas-Speicherfüllstände



Datenquelle: GSE, Stand September 2017

Grundsätzlich sind die Füllstände der einzelnen Speicher geeignet, Ausspeicherleistungen darzustellen, wie sie in intensiven Kälteperioden benötigt werden (siehe Abb. 4 sowie Abb. 2). Allerdings setzt dies insbesondere bei Speichern mit niedrigeren Füllständen voraus, dass es nur zu einer sehr moderaten Ausspeicherung über die erste Winterperiode kommt, damit auch im fortgeschrittenen Winter (Ende Februar) noch ausreichend Ausspeicherleistung zur Verfügung steht. Hierzu müssten Gashändler, die im Rahmen ihrer Portfoliobewirtschaftung Speicher nutzen, in Phasen von moderaten Temperaturen mehr Gas aus anderen Quellen wie z. B. Importen beziehen. Ob die Gashändler so verfahren, steht aber allein in deren Ermessen.

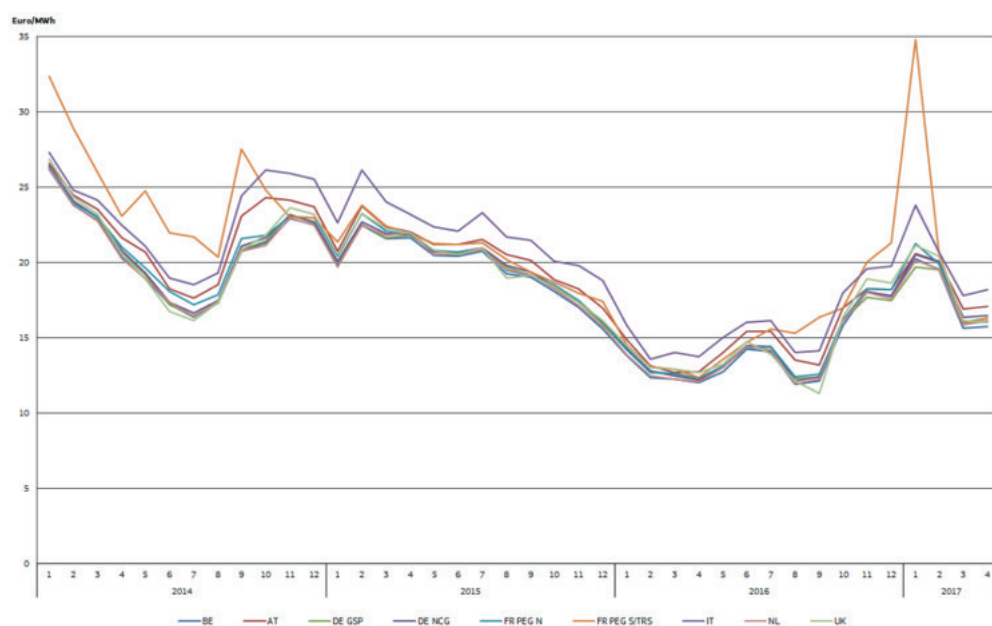
Wie im letzten Winter 2016/2017 werden die FNB, die L-Gas-Netze betreiben, auch im Winter 2017/2018 die L-Gas-Leistungssituation und Speicherfüllstände laufend überwachen und analysieren, um im Bedarfsfall mit den verantwortlichen behördlichen und politischen Instanzen mögliche Maßnahmen abstimmen zu können. Um dem Markt Anreize für die Vorhaltung von L-Gas-Mengen und Leistung zu geben, haben die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) das Konvertierungsentgelt für Gashändler, die L-Gas-Kunden mit H-Gas-Einspeisungen versorgen, ab 1. Oktober 2017 für das nächste Jahr auf die Obergrenze i. H. v. 0,45 EUR/MWh festgelegt. Darüber hinaus werden die Marktgebietsverantwortlichen im Herbst 2017 für die Monate Januar bis März 2018 in Summe ca. 3,3 GW L-Gas-Regelenergie-Optionen ausschreiben (siehe auch Kap. 8).

7 ANALYSE DES GROSSHANDELSMARKTES

Ein funktionierender Großhandelsmarkt leistet einen nicht zu unterschätzenden Beitrag zur Versorgungssicherheit. Dieser ermöglicht zum einen eine effiziente Vorsorge der Händler für Winterperioden und sorgt zum anderen in Engpasssituationen anhand von entsprechenden Preissignalen dafür, dass zusätzliche Gas-mengen in die Engpassregionen fließen. Dass dies in beiden deutschen Marktgebieten gegeben ist, zeigt unter anderem das Gutachten der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Weiterentwicklung der Gasmarktgebiete¹. Es kommt zu dem Ergebnis, dass insbesondere die Spotmärkte an den Handelsplätzen NCG und GASPOOL im europäischen Vergleich sehr liquide sind. Die vergleichsweise niedrigere Liquidität in den Prompt- und Forwardmärkten wurde im Rahmen des Marktdialogs von vielen Marktteilnehmern aufgrund der guten kapazitiven Anbindung an den niederländischen Title Transfer Facility (TTF) nicht als Hindernis für eine effiziente langfristige Absicherung von Gasmengen dargestellt.

Während die Handelspreise an den europäischen Gas-Hubs bis vor wenigen Jahren noch teilweise signifikante Spreads aufwiesen, lässt sich in den vergangenen Jahren eine deutliche Angleichung der Preisniveaus beobachten. Dies lässt, bedingt durch die voranschreitende Implementierung des Dritten Binnenmarktpakets, auf eine Verbesserung der Marktfunktionalität in den einzelnen Gasmärkten schließen. Eine allgemeine Angleichung der Handelspreise bedeutet jedoch nicht, dass es in Ausnahmesituationen nicht zu signifikanten Preisanstiegen an einzelnen Handelsplätzen kommen kann, welche eine Knappheit von Gasmengen zur Deckung des Absatzes in dem jeweiligen Marktgebiet widerspiegeln. Dies ließ sich z. B. im vergangenen Winter an den Handelsplätzen Südfrankreichs und Italiens beobachten. Diese wiesen im Januar 2017 Preisniveaus auf, die im Monatsdurchschnitt bis zu 15 EUR/MWh über denen an den restlichen Handelsplätzen Westeuropas lagen.² Die Preisanstiege an den Spotmärkten dieser Länder führten in der Folge zu einer Erhöhung der Gasimporte zur Deckung der Bedarfe.

Abb. 5: Wholesale day-ahead gas prices on gas hubs in the EU



Quelle: Europäische Kommission Quarterly Report on European Gas Markets Q1/2017

¹ https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzzugangUndMesswesen/Gas/GutachtenBNetzAMarktintegrationWECOM.pdf?__blob=publicationFile&v=3

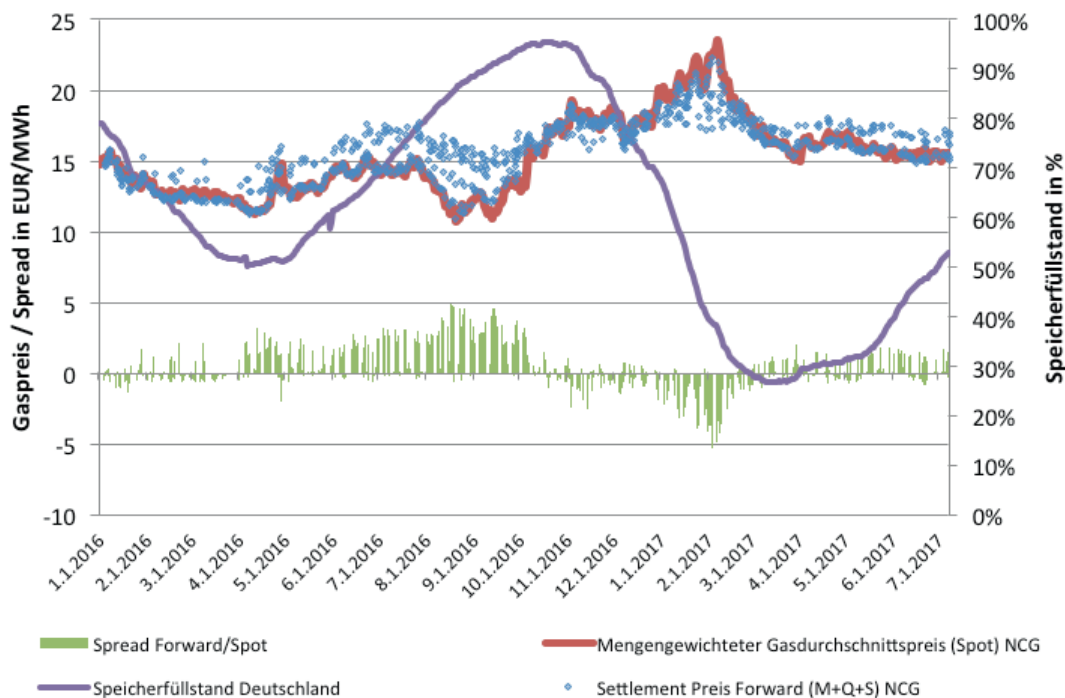
² Vgl. EC Quarterly Report on European Gas Markets Q1 2017

Aus Sicht der FNB zeigen die Erfahrungen aus den vergangenen Wintern, dass das Zusammenspiel der europäischen Gasmärkte in Bezug auf eine Optimierung der Gasflüsse anhand von Preissignalen funktioniert. Die FNB erwarten somit auch für den anstehenden Winter, dass – sofern allgemein ausreichende Gas-mengen zur Verfügung stehen – diese von den Händlern zur Deckung des Gasbedarfs in Deutschland beschafft werden können.

In Bezug auf die bedarfsgerechte Vorsorge für Winterperioden ist der gut funktionierende Spotmarkt selbst hingegen nur bedingt relevant. Vielmehr ist hier das Verhältnis des Forwardmarktes an einem Handelsplatz zum korrespondierenden Spotmarkt von Bedeutung, dessen Preisniveau die allgemeinen Erwartungen der Marktteilnehmer widerspiegelt. Liegen z. B. in einer Sommerperiode hohe positive Forward/Spot-Spreads (Forwardpreise > Spotpreise) vor, deutet dies darauf hin, dass der Markt in seiner Gesamtheit von einem Anstieg des Preisniveaus bzw. einer potenziellen Knappheit von Gasmengen in der Winterperiode ausgeht. Dies führt wiederum tendenziell zu einer starken Auslastung der Einspeicherkapazitäten und somit zu einem vergleichsweise hohen Speicherfüllstand zum Ende der Sommerperiode.

Das beschriebene Verhältnis der Forward/Spot-Spreads zur Speicherbewirtschaftung für den Zeitraum ab 1. Januar 2016 ist in der folgenden Grafik (Abb. 6) dargestellt:

Abb. 6: Verhältnis der Forward/Spot-Spreads zur Speicherbewirtschaftung für den Zeitraum ab 1. Januar 2016



Quelle: PEGAS

Als Ergebnis dieses Zusammenhangs lässt sich schlussfolgern, dass die Bewirtschaftung der Gasspeicher in direktem Zusammenhang mit den Preisniveaus am Großhandelsmarkt steht. Eine Vorsorge der Händler in Form einer Speicherung von Gasmengen für Winterperioden erfolgt somit nur in dem Maße, wie sie deren Erwartungen für die Winterperiode entspricht und somit wirtschaftlich effizient scheint. Aus marktwirtschaftlicher Sicht ist dies nachvollziehbar und stellt kein Defizit in der Funktionsweise des Großhandelsmarktes dar. In Bezug auf die Versorgungssicherheit ist es jedoch fraglich, ob allein die marktwirtschaftlichen Erwartungen der Marktteilnehmer ein ausreichendes Kriterium für potenziell auftretende Ausnahmesituationen sein können.

8 REGELENERGIEPRODUKTE „LONG TERM OPTIONS“ UND „DEMAND SIDE MANAGEMENT“

Das Eckpunktepapier des BMWi zu „Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit“³ vom 16. Dezember 2015 sieht die Umsetzung von zwei Maßnahmen durch die FNB und MGV vor, welche den bereits hohen Grad der Versorgungssicherheit in Deutschland weiter steigern sollen.

8.1. STEIGERUNG DER VERSORGUNGSSICHERHEIT AUF BASIS DES BMWI ECKPUNKTEPAPIERS

Konkret werden die FNB und MGV dazu aufgefordert, einerseits die Kontrahierung des bereits bestehenden langfristigen Regelenenergieproduktes „Long Term Options“ (LTO) auszuweiten und andererseits ein neues Regelenenergieprodukt „Demand Side Management“ (DSM) einzuführen, über welches industrielle Endkunden ihr Abschaltpotenzial für den Engpassfall anbieten können.

Während die Ausweitung der LTO-Kontrahierung bereits innerhalb der Winterperiode 2015/2016 erfolgte, wurde das neue Regelenenergieprodukt DSM durch beide MGV in Abstimmung mit der BNetzA und dem BMWi zum 1. Dezember 2016 eingeführt. Für die Winterperiode 2016/2017 wurden entsprechend beide Produkte durch die MGV in einem durch das BMWi vorgegebenen Umfang ausgeschrieben.

8.2. DIE ERFAHRUNGEN AUS DER WINTERPERIODE 2016/2017

Die Erfahrungen aus der Winterperiode 2016/2017 machten aus Sicht der FNB und MGV eine erneute Anpassung der langfristigen Regelenenergieprodukte erforderlich. Zum einen zeigten sich trotz einer signifikant erhöhten Kontrahierungsleistung des Regelenenergieproduktes LTO im Vergleich zu den Vorjahren historisch niedrige Speicherfüllstände im L-Gas-Netzgebiet des Marktgebiets GASPOOL und im Süden des Marktgebiets NCG. Dies lässt die Vermutung zu, dass bei einer Ausschreibung von LTO auf Zonenbasis die Vorhaltung der Leistung durch die Anbieter preisbedingt in der Regel aus Kapazitäten an GÜPs und MÜPs anstatt an Speicherpunkten erfolgt. Zum anderen wurden in keinem der Marktgebiete DSM-Angebote im Rahmen der Ausschreibungen abgegeben. Dies zeigt, dass die Ausgestaltung des langfristigen DSM-Regelenenergieprodukts angepasst werden muss, damit es für den Markt attraktiv wird.

Im Laufe des Jahres wurden von den MGV und FNB Anpassungen an den bilateralen langfristigen Regelenenergieprodukten ausgearbeitet und mit dem BMWi sowie der BNetzA abgestimmt. Die angepassten Produkte sollen für den Winter 2017/2018 zu deutlich mehr Akzeptanz bei Marktteilnehmern und insbesondere Industriekunden und damit zu einer Steigerung der Versorgungssicherheit sowie einer Effizienzsteigerung im Regelenenergiemarkt führen.

Die MGV haben zur Beschaffung von Regelenenergie insbesondere im L-Gas inzwischen Prozesse etabliert, die sie in die Lage versetzen, kurzfristig auch große Mengen Regelenenergie am niederländischen Handelspunkt TTF zu beschaffen und über die GÜPs nach Deutschland zu importieren. Aufgrund der hohen Handelsliquidität am TTF gehen die MGV davon aus, dass sie grundsätzlich in der Lage sind, diese GÜPs auch bei hohen Regelenenergiebedarfen selbst bis zur technisch verfügbaren Kapazität auszulasten. Aus diesem Grund entfiel die Notwendigkeit einer Vorhaltung von Regelenenergie-Optionen an diesen Punkten. In Abstimmung mit der BNetzA und dem BMWi wurden deshalb die L-Gas LTO-Produkte auf eine Bereitstellung der Gasmengen innerhalb Deutschlands eingeschränkt (Produktion, Speicher, DSM, Marktgebietsübergangspunkte). Regelenenergieanbieter, die LTO im L-Gas anbieten, können daher ab dem 1. Quartal 2018 die Leistungsvorhaltung und -erfüllung im Falle eines Abrufes nicht mehr an den Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden bewirken.

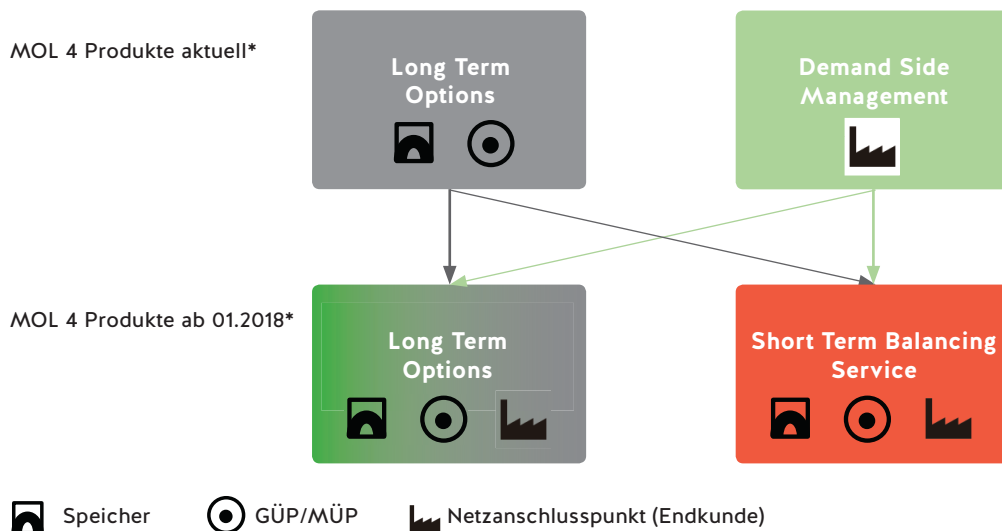
³ https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/eckpunkte-gasversorgungssicherheit.pdf?__blob=publicationFile&v=5

8.3. ANPASSUNG DER REGELENERGIEPRODUKTE FÜR DIE WINTERPERIODE 2017/2018

Um das DSM-Regelenergieprodukt für den Markt attraktiver auszugestalten, wird es durch die MGV in das Regelenergieprodukt LTO integriert, wodurch Anbieter für die Vorhaltung der Abschaltleistung eines industriellen Endkunden eine finanzielle Kompensation in Form eines Leistungspreises erhalten. Damit industrielle Endkunden die Vorhaltung der Abschaltleistung operativ und prozessual darstellen können, wird in diesem Zusammenhang auch die Anzahl von möglichen Abruftagen innerhalb eines Leistungszeitraums begrenzt. Industrielle Endkunden müssen somit als „worst case“ nicht davon ausgehen, dass ihr Angebot vom MGV für die Dauer einer gesamten Winterperiode abgerufen wird. Zusätzlich wird hierdurch die Einbindung von Speicherflexibilität in LTO-Angeboten erleichtert, da nicht für den gesamten Leistungszeitraum „Commodity“ zur Leistungsabsicherung in den Speichern vorgehalten werden muss.

Durch die Vereinheitlichung der bisherigen LTO- und DSM-Produkte sowie durch die Einführung des neu entwickelten „Short Term Balancing Service“ (STB) ändert sich ab Januar 2018 die Zusammensetzung der Merit-Order-List (MOL) 4 (siehe Abb. 7). Daneben wird weiterhin das Flexibility-Produkt als auch das Hourly-Produkt in diesem MOL-Rang eingereicht sein.

Abb. 7: Änderung der Zusammensetzung der Produkte in MOL-Rang 4



Quelle: MGV

Die Möglichkeit einer Kompensation durch einen Leistungspreis führt jedoch teilweise zu einer Einschränkung der vormals bestehenden Flexibilität des DSM-Regelenergieproduktes. Anbieter, die LTO-Angebote über Abschaltpotenziale von industriellen Endkunden anbieten wollen, müssen die standardisierten Produktparameter des Produktes erfüllen. Dies beinhaltet insbesondere die standardisierte Vorlaufzeit von drei Stunden sowie die Verfügbarkeit für weitere Abrufe an unmittelbar folgenden Gastagen.

Industrielle Endkunden, die die standardisierten Produktparameter des LTO-Produktes nicht abbilden können, sollen jedoch nicht vom Regelenergiemarkt ausgeschlossen werden. Aus diesem Grund führen die MGV zum 1. Januar 2018 ein weiteres kurzfristiges Regelenergieprodukt als Flexibilitätsdienstleistung im MOL-Rang 4 ein. Über das Produkt STB können Regelenergieanbieter im Bedarfsfall des MGV kurzfristig Flexibilität anbieten, welche sie z. B. über Abschaltpotenziale von industriellen Endkunden darstellen können. Um dies zu ermöglichen, weist das Produkt variable Vorlaufzeiten und Losgrößen auf, welche vom Anbieter innerhalb vom vorgegebenen Rahmen frei definiert werden können.

Tab. 1 Parameter der weiterentwickelten Regelenenergieprodukte auf MOL-Rang 4

	Long Term Options* (inkl. DSM)	Short Term Balancing Service (Neu)
Anbieter	BKV (in der Rolle als präqualifizierter Regelenenergieanbieter)	BKV (in der Rolle als präqualifizierter Regelenenergieanbieter)
Beschreibung	Vorhaltung von Gasmengen für die Bereitstellung an und/oder Übernahme von Gasmengen vom MGV in RE-Zonen bzw. Netzgebieten (inkl. RLM)	Kurzfristige Angebote zur Bereitstellung von Gasmengen an und/oder Übernahme von Gasmengen vom MGV in RE-Zonen bzw. Netzgebieten (inkl. RLM)
Ausschreibungsverfahren	Ausschreibung einige Wochen vor Leistungszeitraum	Ausschreibung nach Bedarf
Losgröße	Variabel, mind. 10 MW**	Variabel, mind. 10 MW**
Abrufmenge	Gesamtes angebotenes Los	Gesamtes angebotenes Los
Punkt der Übergabe	Alle Punkte innerhalb der RE-Zone bzw. Netzgebiet (GÜP, MÜP, SAP, RLM) Für die L-Gas Netzgebiete kann die Leistungsvorhaltung und -erfüllung nur an MÜP, Produktion, SAP und RLM erfolgen. Die L-Gas GÜPs zu den Niederlanden sind aufgrund der Möglichkeit der Regelenenergiebeschaffung am TTF durch die MGV als Punkte der Übergabe ausgeschlossen.	Alle Punkte innerhalb der RE-Zone bzw. Netzgebiet (GÜP, MÜP, SAP, RLM)
Preismechanismus	Leistungspreis für Vorhaltung (€) und Arbeitspreis bei Abruf/Beschaffung der Regelenenergie (€/MWh)	Arbeitspreis bei Abruf/Beschaffung der Regelenenergie (€/MWh)
Vorlaufzeit	3 Stunden	Variabel, 1-23 Stunden
Lieferintervall	1-24 Stunden	1-24 Stunden
Anzahl der Abruftage	Begrenzte Anzahl von Tagen im Leistungszeitraum entsprechend Bedarf (14 Tage bei monatlichem System Buy Leistungszeitraum)	Kurzfristig für den angebotenen Gastag (Abruf auch an Folgetagen bei entsprechendem Angebot möglich)
Abrufkriterium	Nach Ausschöpfung der vorherigen MOL-Ränge	Bei kurzzeitigen lokalen Versorgungsengpässen nach Ausschöpfung der vorherigen MOL-Ränge

* Ohne LTO Hourly, Flex ** ganzzahlige 1 MW Schritte ab Mindestleistung

Quelle: MGV

Um sich entsprechend des Eckpunktepapiers für potenzielle Regelenenergiebedarfe für die Winterperiode 2017/2018 abzusichern, werden die MGV im Vorfeld das Produkt LTO ausschreiben. Sofern kurzzeitige lokale Versorgungsengpässe tatsächlich eintreten, werden die MGV zusätzlich kurzfristige Ausschreibungen des STB-Produktes durchführen, über welches weitere Flexibilität generiert werden kann.

8.4 EINFLUSS VON LTO-REGELENERGIEPRODUKTEN AUF SPEICHERFÜLLSTÄNDE

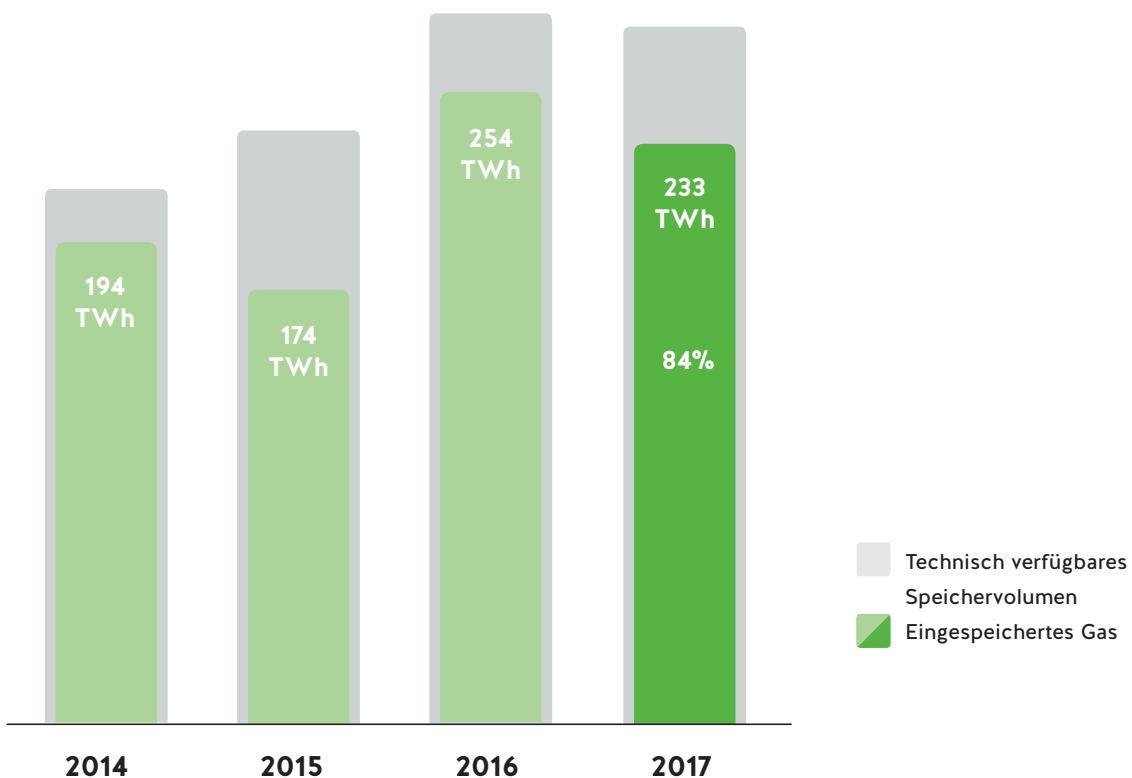
Aufgrund der frühen niedrigen Speicherfüllstände im Verlauf der vergangenen Winterperiode sehen die FNB und MGV als eine Gegenmaßnahme für die Winterperiode 2017/2018 eine Einschränkung der Ausschreibung von LTO-Produkten auf inländische Lieferpunkte, wie sie ab diesem Jahr erstmals für L-Gas LTO-Produkte praktiziert wird, auch im H-Gas als sinnvoll an. Trotz der Begrenzung der Abrufmenge beim LTO-Produkt erwarten die FNB und MGV nicht, dass LTO-Angebote von Anbietern, die eine Leistungsvorhaltung an Speicherpunkten vorsehen würden, mit LTO-Angeboten mit Vorhaltung an GÜPs preislich konkurrieren können. Folglich ist es unwahrscheinlich, dass sich bei einer zonalen Ausschreibung von LTO merkliche Auswirkungen auf die Speicherfüllstände ergeben.

Für die Winterperiode 2017/2018 könnte daher bei entsprechenden Rahmenbedingungen in Bezug auf die Speicherfüllstände eine vergleichbare Situation erneut eintreten.

9 SPEICHERANALYSE

Insgesamt weisen die Speicherfüllstände für Gesamtdeutschland⁴ trotz eines in diesem Jahr relativ niedrigen Sommer-Winter-Preisspreads in der Größenordnung von 1 bis 1,50 EUR/MWh (2016: ca. 2,50 bis 4,00 EUR/MWh) zu Ende September 2017 einen nur etwas geringeren Füllstand als im Vorjahr auf.

Abb. 8: Speicherfüllstände Deutschland



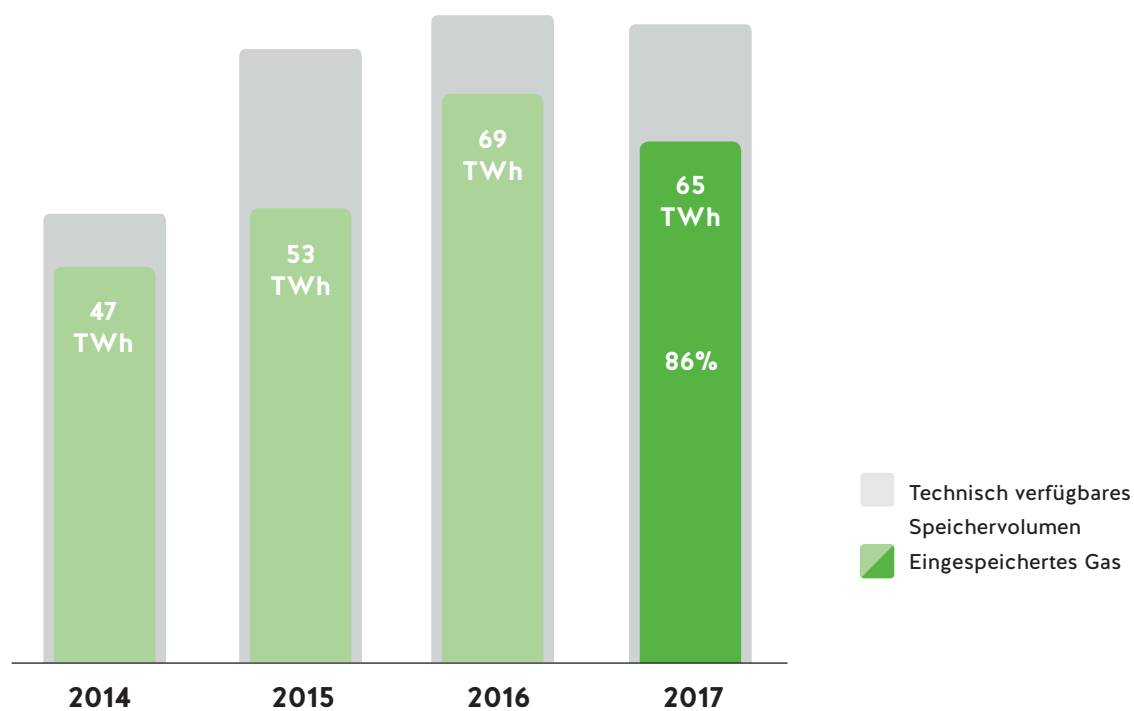
Datenquelle: GSE, Stand September 2017

Damit wird trotz eines geringeren wirtschaftlichen Anreizes im deutschen Markt ein sehr hoher Füllstand erreicht. Inwieweit bei dieser Speichernutzung Aspekte einer direkten oder indirekten Vorhaltung auch für andere europäische Märkte eine Rolle spielen, bleibt abzuwarten. Durch den technischen Defekt des englischen Speichers Rough und einen in den letzten beiden Jahren zu beobachtenden geringeren Auslastungsgrad ukrainischer Speicher haben auch die Gasspeicher in der Gasdrehscheibe Deutschland für andere europäische Märkte an Bedeutung gewonnen. Weiterhin zeigt die Analyse des Gasverbrauchs im Winter 2016/2017, dass Erdgas vor dem Hintergrund der Energiewende und der fortschreitenden Abschaltung von Kernkraftwerken wieder vermehrt zur Stromproduktion eingesetzt wird (siehe Winterrückblick 2016/2017 von FNB Gas). Auch hierin kann eine erhöhte Vorhaltung durch Gashändler begründet liegen.

⁴ Die Zuordnung der Speicheranlagen Haidach und 7Fields zum deutschen Markt entspricht der diesbezüglichen Sichtweise der Bundesnetzagentur (siehe Gutachten Marktintegration).

Auch die Analyse der Speicherfüllstände in Süddeutschland⁵ zeigt einen ähnlich hohen Füllstand wie im Vorjahr. Aber auch hier gilt es, mit den Erfahrungen des Winters 2016/2017 wie im L-Gas ein enges Monitoring der Entwicklung der Ausspeicherung durchzuführen. Damit können im Zweifelsfall wie im letzten Winter kurzfristig Maßnahmen zur Sicherung der lokalen Mengenverfügbarkeit ergriffen werden.

Abb. 9: Speicherfüllstände H-Gas Süddeutschland



Datenquelle: GSE, Stand September 2017

⁵ Speicher: Bierwang, Breitbrunn, Haidach, Inzenham-West, Schmidthausen, Wolfersberg, 7Fields (siehe auch Fußnote 4)

10 BESONDERHEITEN SÜDDEUTSCHLAND

In den letzten Wochen hat sich in Süddeutschland gezeigt, dass die Versorgungslage im kommenden Winter 2017/2018 weitere Herausforderungen mit sich bringen wird.

In Süddeutschland war es bereits im Februar 2012 aufgrund einer Kältewelle zu Versorgungsengpässen gekommen. Infolgedessen hatte die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg den Verteilernetzbetreibern in ihrem Zuständigkeitsbereich den Abschluss von abschaltbaren Gasnetzanschlussverträgen ermöglicht. Mit dieser Maßnahme konnte die Versorgungssicherheit in Baden-Württemberg erhöht werden. Diese Verträge wird die Landesregulierungsbehörde Baden-Württemberg voraussichtlich zum Jahresende 2017 widerrufen. Der Wegfall dieser regionalen flankierenden Maßnahme steht in direktem Gegensatz zu der zeitgleich stetig steigenden Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg.

Entgegen dem allgemeinen Trend zeigen die Prognosen der Verteilernetzbetreiber in Süddeutschland in den nächsten Jahren weiterhin einen steigenden Kapazitätsbedarf. Zudem wurde von der BNetzA ein Bedarf für eine Stabilitätsreserve im Übertragungsnetz in Süddeutschland in Höhe von 1,2 GWel festgestellt, woraus voraussichtlich weiterer Gasbedarf resultieren wird. Mit einer Entspannung der Kapazitätssituation im Sinne einer Deckung der Nachfrage mit festen Kapazitäten kann frühestens ab dem Jahr 2022 gerechnet werden, unter der Voraussetzung, dass die im NEP modellierten Netzausbaumaßnahmen fristgerecht fertiggestellt werden. Sollten sich die derzeitigen Langfristprognosen zum Kapazitätsbedarf bestätigen, wäre eine Entspannung an weitere NEP-Zyklen gebunden und frühestens ab 2025 erreichbar. Bis dahin trägt jede marktbezogene Maßnahme, die die Spitzenlast reduziert, zu einer Entspannung der Situation und zum Erhalt der Versorgungssicherheit bei. Ergänzend sind bis zur Realisierung erforderlicher Netzausbaumaßnahmen weiterhin Lastflusszusagen (LFZ) zur Spitzenlastabdeckung erforderlich.

In den vergangenen Jahren konnte mit diesen marktbezogenen Maßnahmen die temporäre Netzengpass-situation überbrückt bzw. abgesichert werden. Die Abhängigkeit von LFZ stellt allerdings ein erhebliches Risiko für die Versorgungssicherheit dar, da aufgrund regulatorischer Vorgaben eine langfristige Absicherung nicht möglich ist und z.T. eine Abhängigkeit von den Angeboten an LFZ besteht.

Im Gegensatz zu Bayern konnte in Baden-Württemberg der erforderliche Bedarf an LFZ für 2018 bislang (Stand Anfang Oktober 2017) noch nicht in erforderlicher Höhe kontrahiert werden. Ob durch weitere Ausschreibungsrunden der gesamte Bedarf gedeckt werden kann, ist derzeit offen.

Erschwerend kommt hinzu, dass ein für den Nord-Süd-Transport wesentliches Transportsystem (Trans-Europa-Naturgas-Pipeline TENP) bis zum 31. März 2019 nur noch eingeschränkt zur Verfügung steht. Zwar können die für das Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 zwischen den FNB vereinbarten, festen Transportleistungen zur Versorgung von Baden-Württemberg bereitgestellt werden, jedoch ist der gesamte Bedarf an Ausspeisekapazitäten höher und muss durch ergänzende Maßnahmen (wie bspw. LFZ) abgesichert werden. Hier besteht sicherlich die größte Herausforderung für den Winter 2017/2018 und den Winter 2018/2019.

Die Nutzung bestehender Abschaltmöglichkeiten und ggfs. vorhandener Speicherpotenziale leisten bis zur Realisierung des bedarfsgerechten Netzausbaus einen wertvollen Beitrag zur Versorgungssicherheit. Zudem konnte in enger Abstimmung mit den zuständigen Behörden das neue, temporäre Vorsorgeprodukt „Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen“ (LiFA) entwickelt und damit von Seiten der Gasnetzbetreiber einer möglichen Engpasssituation zumindest entgegengesteuert werden. Allerdings handelt es sich auch hierbei um eine marktbezogene Maßnahme, deren Wirksamkeit auch vom Angebot an Abschaltpotenzialen abhängt.

Vor diesem Hintergrund werden von den FNB in enger Abstimmung mit den Behörden laufend weitere flankierende, kurzfristige Maßnahmen zur Optimierung der Netzsteuerung identifiziert, analysiert und implementiert. Mittelfristig sind aber weitere effektive Maßnahmen erforderlich, auch wenn diese lediglich eine Überbrückungsfunktion übernehmen und unterstützend wirken können.

11 PROJEKTE IM RAHMEN DER NETZENTWICKLUNGSPLANUNG

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans Gas (NEP), welcher nunmehr alle zwei Jahre mit einem Vorschauzeitraum von zehn Jahren veröffentlicht wird, beschäftigen sich die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber gemeinsam mit der Sicherstellung einer zuverlässigen und sicheren Gasversorgung und dem damit verbundenen bedarfsgerechten Ausbau der deutschen Netzinfrastruktur. Dabei handelt es sich um technische Maßnahmen wie neue Gasfernleitungen, verbesserte Leitungsverbindungen, erhöhte Leitungskapazitäten (z. B. durch Verdichterstationen und Looping) sowie neue Speicheranschlüsse (bzw. erhöhte Anschlusskapazitäten). Im folgenden Abschnitt werden exemplarisch wesentliche (für den aktuellen Winter abgeschlossene und fertigzustellende) Großprojekte vorgestellt.

11.1 THYSSENGAS VERDICHTER OCHTRUP

Der Bau der Verdichterstation Ochtrup II nebst Verbindungsleitung und Gas-Druckregel- und Messanlagen (GDRM-Anlagen) war bereits Bestandteil des Netzentwicklungsplans 2013. Im Entwurf für den Netzentwicklungsplan 2014 (Veröffentlichung am 1. April 2014) ist das Projekt im Ausbauvorschlag enthalten. Der Beginn des bestimmungsgemäßen Betriebes ist voraussichtlich der 1. Januar 2018.

Die Maßnahme dient zur Schaffung zusätzlicher Einspeisekapazität für die Speicher in Epe sowie zur Schaffung zusätzlicher Ausspeisekapazität im östlichen Ruhrgebiet, im östlichen Westfalen und im Sauerland. Darüber hinaus entsteht durch das Projekt die Möglichkeit für eine Überspeisung aus dem Netz der Thyssengas (TG) in das Netz der Open Grid Europe (OGE). Es leistet durch die oben beschriebene Erhöhung der technischen Kopplungskapazität von TGs zu OGE einen Beitrag zur Erhöhung der Versorgungssicherheit.

11.2 OPEN GRID EUROPE – OGE LEITUNG SCHWANDORF – FORCHHEIM

Der Netzausbau für die an die deutschen Fernleitungsnetze angeschlossenen Gasspeicher wird anhand der im von der BNetzA bestätigten Szenariorahmen zum NEP ausgewiesenen Kapazitäten der Bestands- und Neubauspicher definiert. In Bezug auf Speicherneubauten sind für Bayern die an das deutsche Gasnetz angeschlossenen Untertagespeicher 7Fields und Haidach in Österreich von besonderer Bedeutung.

Das Leitungsneubauprojekt Schwandorf – Forchheim ist das Ergebnis der Netzmodellierung der Kapazitätsbedarfe für Speicher, aber auch für Kraftwerke und Verteilnetzbetreiber. Mit den bestehenden Transportmöglichkeiten könnten die Bedarfe im ostbayerischen Raum nicht gedeckt werden. Die Auslegung der neuen Leitung mit einem Nenndurchmesser DN 1000 und der Druckstufe DP 100 kann zukünftige Transportanforderungen sicher abbilden. Durch weitere Maßnahmen der GRTgaz Deutschland und der OGE wird die Leitung in das Marktgebiet NCG eingebunden, sichert damit den bedarfsgerechten Ausbau des Netzes und gewährleistet die Versorgungssicherheit mit Erdgas nicht nur in Ostbayern.

11.3 REVERSIERUNG DER OGE-VERDICHTERSTATION WERNE

Die Reversierung der OGE-Verdichterstation Werne in Süd-Nord-Richtung ermöglicht die Verdichtung von aus dem Süden kommenden Gasmengen in Richtung Norden.

Mit der Realisierung dieser Maßnahme wird der Bedarf für mehrere Kapazitätsanforderungen abgedeckt bzw. leistet im Verbund mit anderen Maßnahmen des NEP einen wesentlichen Beitrag. Die wesentlichen bedarfsauslösenden Faktoren sind die Erhöhung der Überspeisekapazitäten zwischen der TG und OGE, die Erhöhung der Überspeisekapazität des Grenzübergangspunktes Ellund, die Darstellung der erforderlichen Kapazitäten für die neuen Speicher 7Fields und Haidach sowie die Schaffung einer wichtigen Voraussetzung für die Umstellung von Gebieten, die heute noch mit L-Gas versorgt werden, auf H-Gas.

Die Reversierung der OGE-Verdichterstation Werne in Süd-Nord-Richtung ist ein wichtiger Baustein für den bedarfsgerechten Ausbau des Erdgasfernleitungsnetzes und trägt wesentlich dazu bei, die Versorgungssicherheit mit Erdgas in Deutschland sicherzustellen

Quellenverzeichnis

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit
- European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG)
- Europäische Kommission: Quarterly Report on European Gas Markets Q1/2017
- FNB Gas, 2017: Umsetzungsbericht
- GASPOOL bzw. NetConnect Germany
- Gas Storage Europe (GSE), Stand Sept. 2017
- PEGAS
- Wagner, Elbling & Company im Auftrag der Bundesnetzagentur: Gutachten zu Potenzialen weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Gasmarktgebietsintegrationen sowie den damit verbundenen Auswirkungen auf den deutschen Gasmarkt

Abbildungen und Tabellen

- Abbildung 1 Wesentliche Importrouten von Erdgas für Europa
- Abbildung 2 Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz
- Abbildung 3 Gegenüberstellung von historischen Ausspeisungen im Februar 2012 und derzeit maximal zur Verfügung stehenden L-Gas-Leistungsaufkommen in den L-Gas-Netzgebieten der Marktgebiete GASPOOL und NCG
- Abbildung 4 L-Gas-Speicherfüllstände
- Abbildung 5 Wholesale day-ahead gas prices on gas hubs in the EU
- Abbildung 6 Verhältnis der Forward/Spot-Spreads zur Speicherbewirtschaftung für den Zeitraum ab 1. Januar 2016
- Abbildung 7 Änderung der Zusammensetzung der Produkte in MOL-Rang 4
- Abbildung 8 Speicherfüllstände Deutschland
- Abbildung 9 Speicherfüllstände H-Gas Süddeutschland
- Tabelle 1 Parameter der weiterentwickelten Regelenergieprodukte auf MOL-Rang 4

Impressum

Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
Georgenstr. 23
10117 Berlin

Telefon +49 30 92102350
Telefax +49 30 921023543

E-Mail info@fnb-gas.de

Disclaimer

Die vorliegende Veröffentlichung wurde von den Fernleitungsnetzbetreibern im Rahmen der Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. nach bestem Wissen und Gewissen erstellt. Die Veröffentlichung basiert auf einer Zusammenstellung öffentlich verfügbarer Informationen aus diversen öffentlichen Quellen dritter Parteien. Sowohl die Fernleitungsnetzbetreiber als auch die Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V. können daher keine Gewähr für die Richtigkeit, Vollständigkeit und Aktualität der dargestellten Informationen übernehmen. Sofern Analysen und Einschätzungen über zukünftige Entwicklungen enthalten sind, handelt es sich lediglich um eine subjektive Einschätzung der Autoren und eine Momentaufnahme auf Basis der angegebenen Quellen zum jeweiligen Zeitpunkt und nicht um Tatsachenbehauptungen oder Empfehlungen. Marktteilnehmer sollten ihre Entscheidungen jeglicher Art stets auf Basis ihrer eigenen Informationen, Analysen, Fähigkeiten, Erfahrungen und Einschätzungen über zukünftige Entwicklungen treffen und ihre Entscheidungen nicht auf den Inhalt der vorliegenden Veröffentlichung stützen. Eine Haftung, insbesondere für eventuelle Schäden oder Konsequenzen, die aus der Nutzung der vorliegenden Veröffentlichung entstehen, ist daher ausgeschlossen.