



WINTERAUSBLICK 2018/19
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

INHALT

Vorwort

Kernaussagen

1	Umsetzung der EU SoS-Verordnung	6
1.1	Regionale Kooperation in Risikogruppen und ENTSOG-Risikoanalyse	6
1.2	Solidaritätsmaßnahmen zwischen den angrenzenden Mitgliedstaaten	7
1.3	Transparenz über relevante Lieferverträge	7
2	Analyse Großhandelsmarkt	8
3	Regelenergieprodukte	10
4	Speicheranalyse	11
4.1	Gesamtdeutschland	11
4.2	Marktgebiet NCG	11
4.3	Marktgebiet GASPOOL	12
5	L-Gas	13
6	Besonderheiten Süddeutschland	15
7	Ausbauprojekte	17
7.1	Leitung MONACO	17
7.2	Leitung Epe-Legden	17
7.3	Leitung Weidenhausen-Gießen	17
7.4	Verdichterstation Rothenstadt	17
7.5	Verdichterstation Werne	18
7.6	Verdichterstation Herbstein	18
7.7	Gasmischanlange Broichweiden	18
7.8.	Blendinganlage Ganderkesee	18

Quellenverzeichnis

Abbildungen und Tabellen

Impressum

Abkürzungsverzeichnis

AGSI+	Aggregated Gas Storage Inventory, Gas Infrastructure Europe
bcm	Milliarden Kubikmeter (Billion Cubic Meters)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie
DP	Druck, auf dem die Auslegungsberechnung beruht (Design Pressure)
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
EU	Europäische Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GMA	Gasmischanlage
GÜP	Grenzübergangspunkt
GW	Gigawatt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
km	Kilometer
Konni Gas	Festlegungsverfahren zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten
LFZ	Lastflusszusagen
LiFa	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
mm	Millimeter
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
m ³ /h	Kubikmeter pro Stunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co KG
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
SAP	Speicheranschlusspunkt
SoS-Verordnung	Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938
STB	Short Term Balancing Service
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelsplatz im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
TWh	Terawattstunde
VNB	Verteilnetzbetreiber

VORWORT



Ralph Bahke,
Vorstandsvorsitzender

Liebe Leserin, lieber Leser,

die sichere Versorgung mit Energie ist für Deutschland lebensnotwendig – für den Industriestandort ebenso wie für Millionen privater Haushalte. Dabei spielt der Energieträger Gas eine wichtige Rolle: Jährlich verbraucht die Bundesrepublik energetisch etwa 1,5-mal mehr Gas als Strom. Auch langfristig wird die Gasinfrastruktur eine zentrale Rolle bei der Erreichung der Klimaschutzziele spielen, da perspektivisch zunehmend Grüne Gase eingespeist werden und dadurch alle Sektoren von Mobilität über den Wärmemarkt bis hin zur Industrie volkswirtschaftlich sinnvoll miteinander verknüpft werden.

Um diese Aufgabe zu erfüllen, betreiben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber ihre hoch verfügbare, bedarfsgerecht ausgebaute Infrastruktur, die zugleich integraler Bestandteil des europäischen Fernleitungsnetzes ist. Als Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen wir die Verantwortung dafür, dass der Gastransport in einem integrierten Energiesystem mit unterschiedlichen Marktrollen jetzt und zukünftig zuverlässig funktioniert. Mit Erfolg: Deutschland nimmt beim Thema Gasversorgungssicherheit international einen Spitzenplatz ein.

Um unsere umfassenden Aktivitäten in Sachen Versorgungssicherheit zu dokumentieren, veröffentlichen wir bereits zum dritten Mal einen Winterausblick, der zentrale Aussagen zur Versorgung mit Gas für das kommende Winterhalbjahr enthält. Hier bewerten wir die Leistungsfähigkeit des deutschen Fernleitungsnetzes für die zu erwartenden Transportanforderungen in den kommenden Monaten, betrachten die Nutzung der verfügbaren Speicherinfrastruktur und untersuchen darüber hinaus eine Reihe von Herausforderungen, die wir als zentrale Faktoren für den Winter 2018/19 erachten.

Mit diesem Winterausblick wollen wir einen Beitrag zur Transparenz und zur Information von Gasmarkt, Politik und Öffentlichkeit leisten. Wir freuen uns auf Ihre Anmerkungen und die Diskussion mit Ihnen.

Ihr

Ralph Bahke

KERNAUSSAGEN

Die Vorausschau auf den Winter 2018/19 ist insbesondere von einer weiter reduzierten Produktion von L-Gas in den Niederlanden sowie einer eingeschränkten Verfügbarkeit eines wichtigen Transportsystems (Trans-Europa-Naturgas-Pipeline, TENP) in Süddeutschland geprägt.

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber ergreifen alle notwendigen Maßnahmen zur Sicherung des Transportsystems und für die Verfügbarkeit von Erdgas zu jeder Zeit an jedem Ort zu Beginn des Winters.

- Ein zentrales Element der neuen Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938 (SoS-Verordnung) ist die Stärkung der risikobezogenen Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten. Für Ausfallszenarien zeigt sich die deutsche Gasversorgung als ausreichend flexibel aufgestellt.
- Eine Reduktion der niederländischen L-Gas-Produktion ist nach wiederholten Erdbeben in der Förderregion Groningen erneut in den Fokus gerückt. Aus deutscher Sicht kann die geplante Reduktion anhand der aktuellen Erkenntnisse als unkritisch bewertet werden, weil sich das Produktionsziel am temperaturgeführten Bedarf orientiert. Festzuhalten bleibt aber auch, dass die Reduktion zu einer Minimierung der vorhandenen Flexibilität führt. Auf der Verbrauchsseite der L-Gas-Bilanz steht aber auch entlastend die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas. Bis Ende 2018 liegen die Geräteanpassungen kumuliert mit rund 270.000 umgestellten Geräten im aufgestellten Zeitplan.
- Die vergangene Winterperiode war geprägt von der europaweiten Kältewelle Ende Februar/Anfang März 2018. Die Situation führte zu signifikanten Preisanstiegen an den Handelsplätzen, wovon auch die deutschen Handelsplätze NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) und GASPOOL Balancing Services GmbH (GASPOOL) mit Preisspitzen von bis zu 285 Euro pro Megawattstunde (EUR/MWh) betroffen waren. Verstärkt wurde die Knappheit durch die bereits zu Beginn der Kältewelle relativ niedrigen Speicherfüllstände in Deutschland, welche Ende Februar noch bei circa 30 Prozent Füllstand lagen.
- NCG und GASPOOL treffen auf Basis des Eckpunktepapiers des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit Vorsorgemaßnahmen im Regelenergiemarkt, um eine ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelenergieprodukten in außergewöhnlichen Bedarfssituationen sicherzustellen. Für die Monate Februar und März der kommenden Winterperiode werden die Marktgebietsverantwortlichen (MGV) Long Term Options (LTO) in erhöhtem Maße im Vergleich zu den Vorjahren kontrahieren. Der erhöhte Bedarf an LTO basiert insbesondere auf den angestiegenen Regelenergieeinsätzen der vergangenen Jahre.
- Das technisch verfügbare Speichervolumen in den deutschen Untertagespeichern ist gegenüber dem letzten Jahr auf gleichem Niveau. Der aggregierte Füllstand aller Speicher am deutschen Fernleitungsnetz liegt aber zum Beginn der Ausspeicherphase auf einem niedrigeren Stand als im Durchschnitt der letzten 5 Jahre.
- In Süddeutschland hat sich auch für das kommende Jahr wieder eine weiter steigende Kapazitätsnachfrage gezeigt. Zudem ist weiterhin das TENP-System nur eingeschränkt nutzbar. Bis die erforderlichen, in den Netzentwicklungsplänen hinterlegten Netzausbaumaßnahmen ihre volle Wirkung entfalten, müssen weiterhin Lastflusszusagen (LFZ) zur Erhöhung der Einspeisung und Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) in nachgelagerten Netzen zur Reduzierung der Ausspeisung kontrahiert werden, um die steigende Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg abbilden zu können.

1 UMSETZUNG DER SoS-VERORDNUNG

Seit November 2017 gilt die novellierte Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938 (SoS-Verordnung). Im Vergleich zur vorherigen SoS-Verordnung wurden drei zusätzliche Säulen eingeführt, welche die Gasversorgungssicherheit vor allem im Hinblick auf den europäischen Gasmarkt weiter erhöhen sollen. Diese sind die regionale Kooperation bei gemeinsamen Risiken, die Stärkung der Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten im Krisenfall sowie eine größere Transparenz durch Bereitstellung von zusätzlichen Informationen.

1.1 REGIONALE KOOPERATION IN RISIKOGRUPPEN UND ENTSOG-RISIKOANALYSE

Ein zentrales Element der neuen SoS-Verordnung ist die Stärkung der risikobezogenen Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten. Hierzu werden wichtige grenzüberschreitende Risiken für die Sicherheit der Erdgasversorgung in der Europäischen Union (EU) identifiziert und auf dieser Grundlage Risikogruppen festgelegt. Die Risikoszenarien innerhalb der Gruppen orientieren sich dabei im Wesentlichen an den für die Erdgasversorgung der EU relevanten Hauptversorgungsrouten. Die Risikogruppen dienen als Grundlage einer verstärkten regionalen Zusammenarbeit zur Erhöhung der Sicherheit der Erdgasversorgung und ermöglichen die Vereinbarung geeigneter und wirksamer grenzüberschreitender Maßnahmen zwischen allen betroffenen Mitgliedstaaten innerhalb und außerhalb der Risikogruppen entlang der Versorgungskorridore.

Die Risikoszenarien werden durch die SoS-Verordnung vorgegeben. Dabei wird Deutschland folgenden Risikogruppen zugeordnet:

1. **Ukraine:** mit den Mitgliedstaaten Bulgarien, Tschechische Republik, Griechenland, Kroatien, Italien, Luxemburg, Ungarn, Österreich, Polen, Rumänien, Slowenien und Slowakei;
2. **Weißrussland (Jamal-Pipeline):** mit den Mitgliedstaaten Belgien, Tschechische Republik, Estland, Lettland, Litauen, Luxemburg, Niederlande, Polen und Slowakei;
3. **Ostsee (Nord Stream 1):** mit den Mitgliedstaaten Belgien, Tschechische Republik, Dänemark, Frankreich, Luxemburg, Niederlande, Österreich, Slowakei und Schweden;
4. **Norwegen:** mit den Mitgliedstaaten Belgien, Dänemark, Irland, Spanien, Frankreich, Italien, Luxemburg, Niederlande, Portugal, Schweden und Vereinigtes Königreich;
5. **L-Gas:** mit den Mitgliedstaaten Belgien, Frankreich und Niederlande;
6. **Dänemark:** mit den Mitgliedstaaten Dänemark, Luxemburg, Niederlande und Schweden;
7. **Vereinigtes Königreich:** mit den Mitgliedstaaten Belgien, Irland, Luxemburg, Niederlande und Vereinigtes Königreich.

ENTSOG hat zur Identifizierung von Risiken eine europaweite Netzsimulation durchgeführt. Hierbei wurde ein Referenzszenario mit verschiedenen Ausfallszenarien verglichen. Die Ergebnisse wurden in Form von Steckbriefen veröffentlicht¹.

Für alle seitens ENTSOG untersuchten Ausfallszenarien zeigt sich die deutsche Gasversorgung als ausreichend flexibel aufgestellt. Allerdings könnten bei einem Ausfall der Ukraine-Route auch in Deutschland im Rahmen der europäischen Zusammenarbeitspflicht gaswirtschaftliche Maßnahmen erforderlich werden, um östliche Nachbarstaaten zu unterstützen.

Die Ergebnisse dieser Risikoanalyse werden derzeit auf nationaler und zwischenstaatlicher Ebene genauer untersucht, um so die erforderlichen Maßnahmen für die Präventions- und Notfallpläne der Mitgliedstaaten abzustimmen.

¹ https://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/sos/ENTSOG%20Union%20wide%20SoS%20simulation%20report_INV0262-171121.pdf

1.2 SOLIDARITÄTSMASSNAHMEN ZWISCHEN DEN ANGRENZENDEN MITGLIEDSTAATEN

Ein weiteres zentrales Element der überarbeiteten SoS-Verordnung ist das Prinzip der Solidarität, nach welchem die Mitgliedstaaten verpflichtet sind, solidarische Maßnahmen zu ergreifen, um in Krisensituationen die Versorgung von schutzbedürftigen Kunden z.B. Haushaltskunden in unmittelbar angrenzenden Mitgliedstaaten sicherzustellen. Deutschland kommt durch acht unmittelbar angrenzende Mitgliedstaaten und durch das über die Schweiz mittelbar angebundene Italien eine besondere Verantwortung zu.

Die SoS-Verordnung sieht die Solidarität zwischen den Mitgliedstaaten als letztes Mittel zur Aufrechterhaltung der Gasversorgung vor. Im Ergebnis bedeutet dies, dass Mitgliedstaaten nur dann zur Unterstützung verpflichtet sind, wenn in dem um Solidarität anfragenden Mitgliedstaat bereits sämtliche verfügbaren Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgung von schutzbedürftigen Kunden durchgeführt wurden.

Sobald eine Solidaritätsanfrage an die verbundenen Mitgliedstaaten gerichtet wird, sind diese zunächst dazu verpflichtet, auf marktbasierter Weise die Bereitstellung von zusätzlichen Gasmengen anzubieten. Dazu müssen die angefragten Mitgliedstaaten in ihren eigenen Märkten freiwillige Angebote von den Marktteilnehmern abfragen und diese in aggregierter Form an den in Not geratenen Mitgliedstaat weiterreichen.

Sofern die marktbasierenden Angebote nicht ausreichend sind, können zusätzlich nicht-marktbasierte Solidaritätsmaßnahmen angefragt werden. In dieser zweiten Stufe sind die angefragten Mitgliedstaaten verpflichtet, die Versorgung von nicht durch Solidarität geschützten Kunden im eigenen Land einzuschränken, um die freiwerdenden Gasmengen solidarisch dem in Not geratenen Mitgliedstaat anzubieten.

Die konkrete vertragliche und operative Abwicklung von Solidaritätsmaßnahmen wird unter den zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten in zwischenstaatlichen Vereinbarungen geregelt und festgehalten. Inwieweit die deutschen FNB und MGV in den Prozess der Solidaritätsbereitstellung involviert sein werden, wird sich in Folge der zwischenstaatlichen Verhandlungen ergeben.

1.3 TRANSPARENZ ÜBER RELEVANTE LIEFERVERTRÄGE

Das dritte zentrale Element der neuen SoS-Verordnung sind weitreichende Transparenz- und Informationsverpflichtungen für die Vertragsparteien von relevanten langfristigen Gaslieferverträgen gegenüber den zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten beziehungsweise der Europäischen Kommission. Die Verpflichtungen gelten dabei für alle Gaslieferverträge, die mindestens 28 Prozent des jeweiligen nationalen Gasabsatzes ausmachen und kommerzielle Informationen umfassen, die die Nutzung der Infrastruktur betreffen.

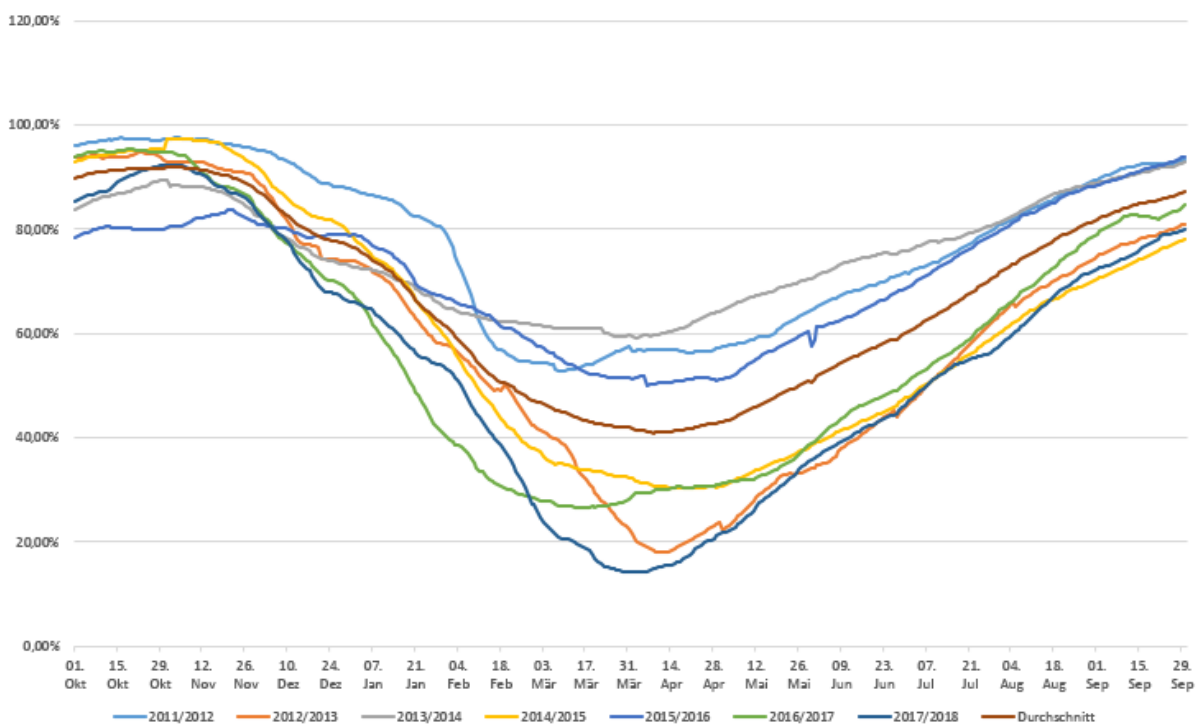
Die Offenlegung der Informationen aus den Lieferverträgen soll es den zuständigen Behörden der betroffenen Mitgliedstaaten ermöglichen, diese auf mögliche Risiken für die Versorgungssicherheit zu prüfen. Durch die Weitergabe der Risikoanalysen an die Europäische Kommission ist zudem sichergestellt, dass auch mitgliedstaatsübergreifende Risiken für die Versorgungssicherheit erkannt und behoben werden können.

Da in Deutschland bereits eine stark diversifizierte Importstruktur besteht, wird diese europäische Vorgabe für Deutschland nur geringe Auswirkungen haben.

2 ANALYSE GROSSHANDELSMARKT

Die vergangene Winterperiode war geprägt von der europaweiten Kältewelle Ende Februar/Anfang März 2018, welche in einigen europäischen Staaten (insbesondere dem Vereinigten Königreich und Italien) Versorgungsrisiken und somit die Ausrufung der Frühwarnstufe im Sinne der SoS-Verordnung zur Folge hatte. Die angespannte Situation führte zu signifikanten Preisanstiegen an den Handelsplätzen, wovon auch die deutschen Handelsplätze NCG und GASPOOL mit Preisspitzen von bis zu 285 EUR/MWh betroffen waren. Verstärkt wurde die Knappheit durch die bereits zu Beginn der Kältewelle relativ niedrigen Speicherfüllstände in Deutschland, welche Ende Februar noch bei circa 30 Prozent Füllstand lagen. Bis Ende März 2018 sanken die Füllstände weiter auf einen historischen Tiefstand von aggregiert unter 15 Prozent.

Abbildung 1 - Aggregierte Speicherfüllstände Deutschland



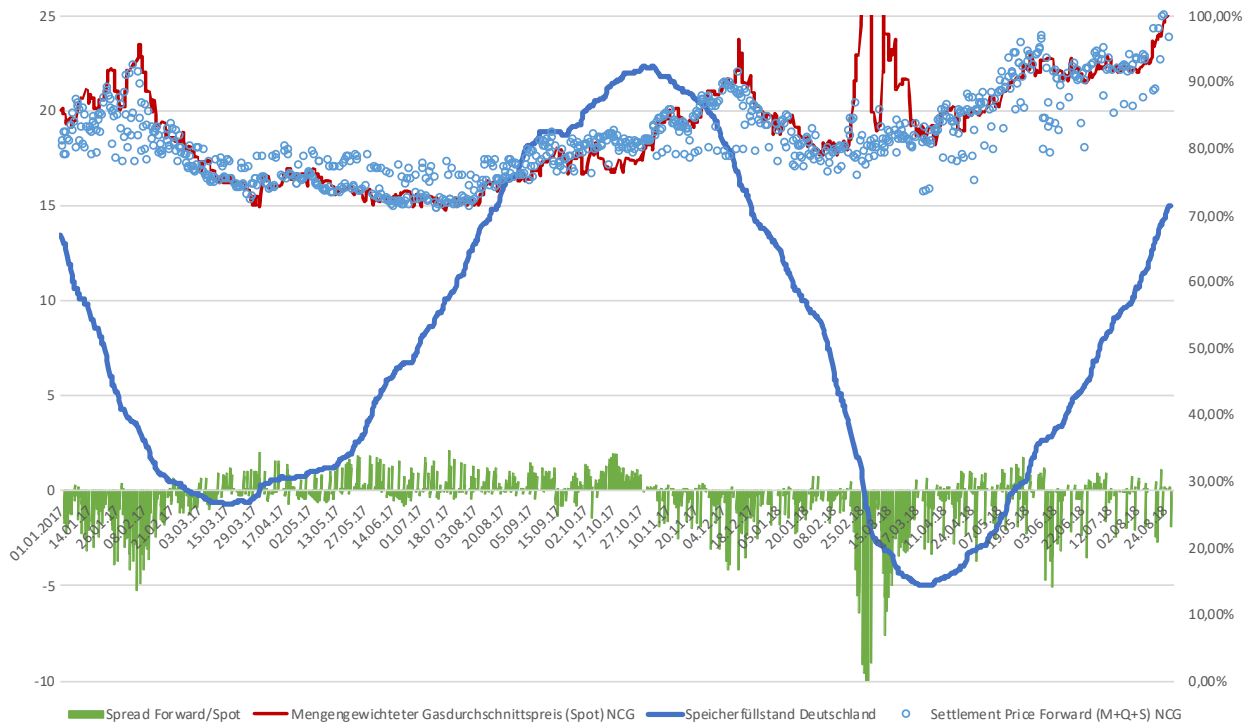
Quelle: Aggregated Gas Storage Inventory, Gas Infrastructure Europe (AGSI+)

Ausblickend auf die kommende Winterperiode wäre auf Basis der Erfahrungen des vergangenen Winters sowie der unterdurchschnittlich niedrigen Speicherfüllstände zu Beginn der Einspeicher-Saison zu erwarten, dass der Markt die notwendigen Signale aufweist, um eine stärkere Vorsorge zu betreiben. Erfahrungsgemäß müssten dies relativ hohe positive Spreads zwischen dem Forwardmarkt und dem Spotmarkt sein, was die Erwartung einer möglichen Knappheit beziehungsweise eines Preisanstiegs in der kommenden Winterperiode widerspiegeln würde. Marktteilnehmer hätten dann entsprechende Anreize, um Gasmengen während der Sommerperiode einzuspeichern und für den Winter vorzuhalten.

Im Verlauf der aktuellen Einspeicher-Saison sind diese Erwartungen nur teilweise eingetreten. Während der Forward-/Spot-Spread in den Sommerperioden der Vorjahre in der Regel circa 2 bis 3 EUR/MWh betrug, lag der Spread in der diesjährigen Sommerperiode oftmals bei unter 1 EUR/MWh. Trotz dieses geringen Spreads

wurden die Speicher von einem sehr niedrigen Niveau aus nach dem letzten Winter in hohem Maße wieder befüllt, was darauf schließen lässt, dass es weitere Gründe für die Wiederbefüllung geben muss. Dennoch wurde bis Mitte Oktober der durchschnittliche Speicherfüllstand der Vorjahre noch nicht erreicht.

Abbildung 2 - Verhältnis der Forward-/Spot-Spreads zur Speicherbewirtschaftung für den Zeitraum ab 1. Januar 2017



Quelle: pegas und AGSI+

Es bleibt abzuwarten, welche Signale im Laufe der kommenden Winterperiode für die weitere Speicherbewirtschaftung ausschlaggebend sind.

3 REGELENERGIEPRODUKTE

Die FNB und MGV treffen auf Basis des Eckpunktepapiers des BMWi zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit vom 16. Dezember 2015 Vorsorgemaßnahmen im Regelenenergiemarkt, um eine ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelenenergieprodukten in außergewöhnlichen Bedarfssituationen sicherzustellen. In erster Linie werden dazu von den MGV langfristige LTO ausgeschrieben, bei denen Anbieter die Bereitstellung von Gasmengen bzw. eine Reduzierung der Ausspeisung innerhalb von vorab definierten Zonen bzw. Netzgebieten zusichern, sobald die Optionen von den MGV abgerufen werden. Zusätzlich haben die MGV die Möglichkeit, auf kurzfristiger Basis die sogenannten Short Term Balancing Services (STB) auszu-schreiben. Über diese Ausschreibungen können zusätzliche Regelenenergiepotenziale von Marktteilnehmern angeboten werden – insbesondere kurzfristige Potenziale über die Verbrauchsflexibilität von industriellen Endverbrauchern.

Für die Monate Februar und März der kommenden Winterperiode werden die MGV LTO in erhöhtem Maße im Vergleich zu den Vorjahren kontrahieren. Der erhöhte Bedarf an LTO basiert insbesondere auf den angestiegenen Regelenenergieeinsätzen der vergangenen Jahre. Die FNB und MGV gehen dennoch nicht davon aus, dass es zwingend zu einem Einsatz der kontrahierten LTO kommen wird. Die kontrahierten LTO dienen vielmehr als Vorsorge bei möglichen Extremsituationen und werden zusammen mit STB als letzte markt-basierte Mittel zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität eingesetzt.

Der von den MGV für die Monate Januar bis März 2019 ausgeschriebene Bedarf an LTO ist in der folgenden Tabelle dargestellt:

Tabelle 1 – Bedarf an LTO für Januar bis März 2019

	NCG	GASPOOL
Januar 2019	4.418 MWh/h	1.300 MWh/h
Februar 2019	11.880 MWh/h	2.300 MWh/h
März 2019	11.800 MWh/h	2.300 MWh/h

Quelle: GASPOOL/NCG

Neben der Erhöhung der Kontrahierung der Gesamtleistung werden für die kommende Winterperiode auch die Ausschreibungsbedingungen für LTO geändert.

Für LTO im L-Gas mit Vertragszeitraum ab dem 1. Januar 2019 wird es Anbietern ausschließlich möglich sein, die Leistung im Abruffall an Speicheranschlusspunkten (SAP) und/oder an Netzanschlusspunkten zu industriellen Endverbrauchern bereitzustellen. Eine Leistungsbereitstellung an Grenzübergangspunkten (GÜP) und Marktgebietsübergangspunkten (MÜP) ist unzulässig.

Für LTO im H-Gas wird die Leistungsbereitstellung an den GÜP zu den Niederlanden ausgeschlossen. Hintergrund dieser Maßnahme ist die bereits bestehende Möglichkeit beider MGV zur eigenen Beschaffung von Regelenenergie an der niederländischen Title Transfer Facility (TTF). Dies ermöglicht es den MGV, die Auslastung aller GÜP zu den Niederlanden selbst zu beeinflussen. Der Ausschluss von MÜP für L-Gas erfolgt zusätzlich, damit bei generellen Einschränkungen im L-Gas nicht Probleme von einem deutschen Marktgebiet auf das andere Marktgebiet verlagert werden.

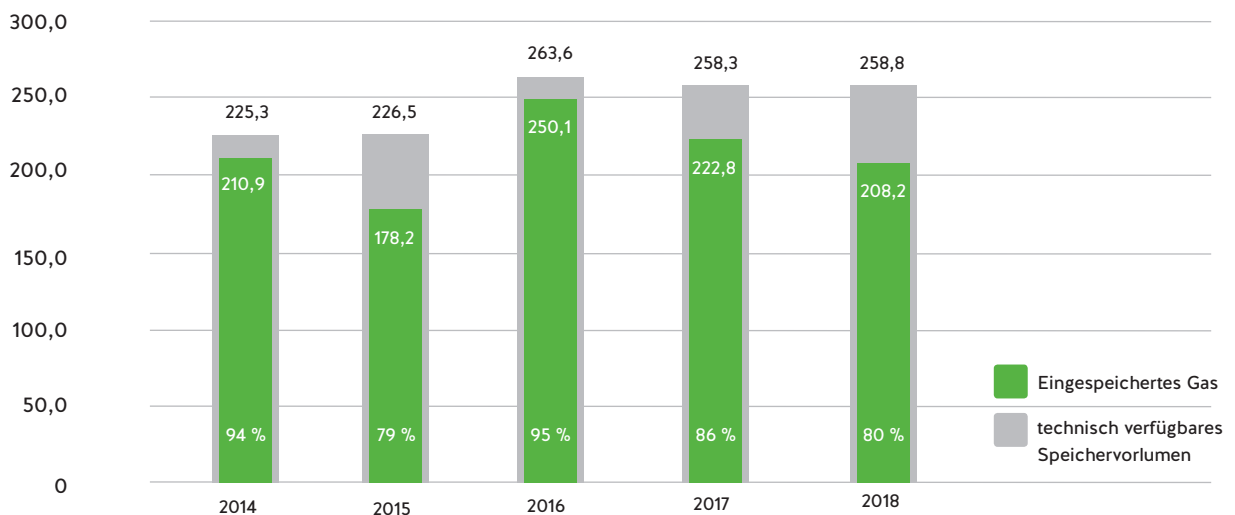
4 SPEICHERANALYSE

4.1. GESAMTDEUTSCHLAND

Das technisch verfügbare Speichervolumen hat sich gegenüber dem letzten Jahr nur geringfügig verringert. Der aggregierte Füllstand aller Speicher am deutschen Fernleitungsnetz liegt aber zum Beginn der Ausspeicherphase auf einem niedrigeren Stand als im Durchschnitt der letzten 5 Jahre.

Wie im letzten Winter 2017/18 werden die FNB mit angeschlossenen Speichern insbesondere in den L-Gas-Regionen und im Bereich H-Gas-Süd der NCG auch im Winter 2018/19 die Speicherfüllstände und die damit verbundenen Ausspeicherleistungen laufend überwachen und analysieren, um im Bedarfsfall mit den verantwortlichen behördlichen Instanzen mögliche Maßnahmen abstimmen zu können.

Abbildung 3 - Speicherfüllstände Deutschland in TWh

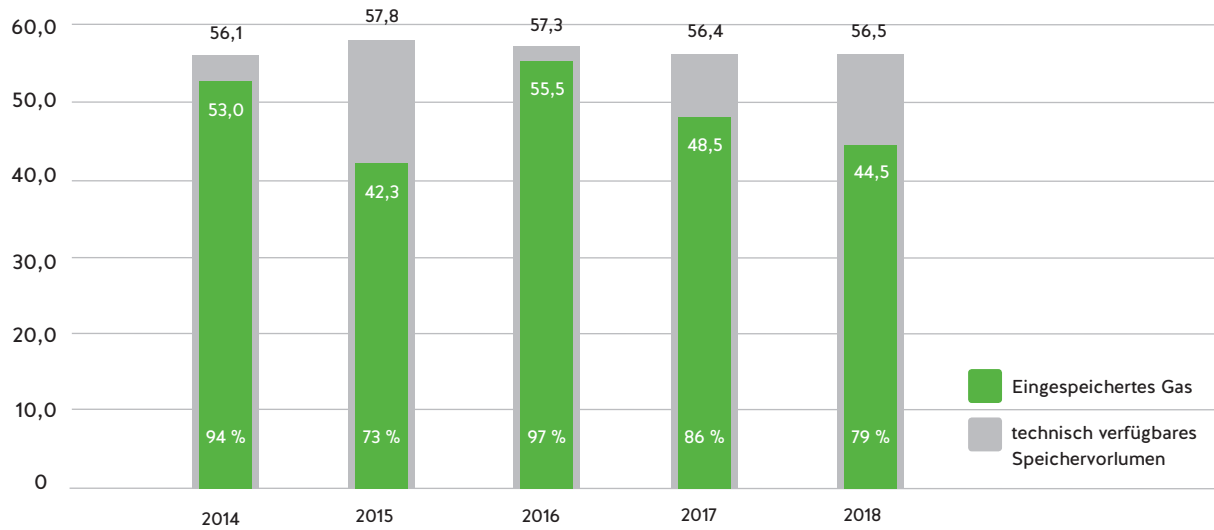


Quelle: AGSI+, Stand zu Anfang Oktober

4.2. MARKTGEBIET NCG

Nach den Erfahrungen der Winter der vergangenen Jahre kann es unter anderem aufgrund der Bedeutung des deutschen Speichermarktes für die Versorgung anderer europäischer Länder auch in diesem Winter zu einer frühen Ausspeicherphase kommen. Da die Speicher aber auch für die Versorgungssicherheit in Deutschland eine große Rolle spielen, ist die Entwicklung im Laufe des Winters genau zu beobachten, um Engpasssituationen möglichst frühzeitig erkennen zu können. Von besonderer Relevanz ist dies für die Region Süddeutschland und damit die Regelenergiezone H-Gas-Süd im NCG-Marktgebiet.

Abbildung 4 - Speicherfüllstände H-Gas-Süd in TWh

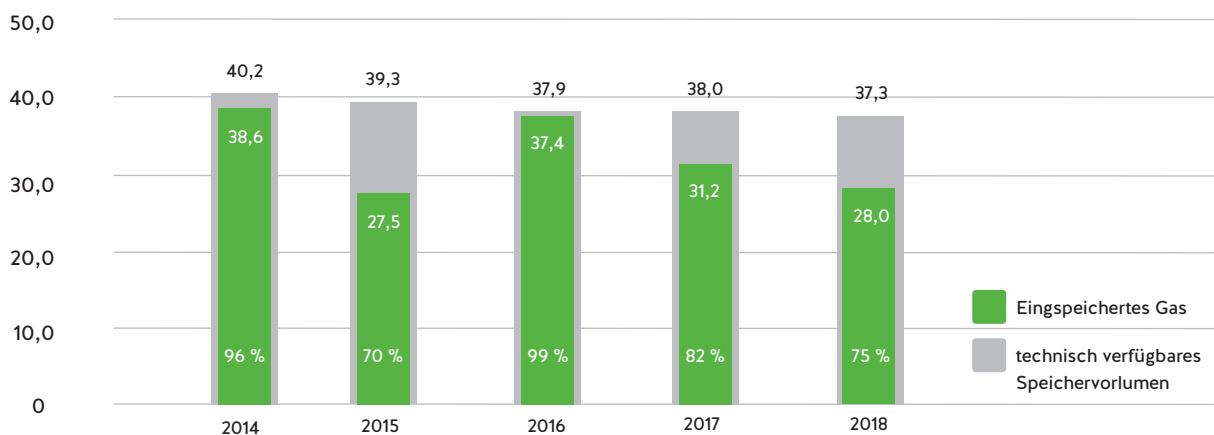


Quelle: AGSI+, Stand zu Anfang Oktober

4.3. MARKTGEBIET GASPOOL

Wie im Kapitel „Analyse Großhandelsmarkt“ beschrieben, begann die Einspeicher-Saison mit historisch niedrigen Füllständen von aggregiert unter 15 Prozent – bei Speichern im GASPOOL H-Gas-Netzgebiet Nordost über alle direkt an das FNB-Netz angeschlossenen Speicher von sogar unter 5 Prozent. Das Niveau der Speicherfüllstände lag während der Einspeicher-Saison konstant unter dem der Vorjahre und wird damit voraussichtlich zum Beginn der Winterperiode unter 90 Prozent liegen, was unter dem Durchschnitt der letzten 5 Jahre liegt.

Abbildung 5 - Speicherfüllstände H-Gas GASPOOL Nordost in TWh



Quelle: AGSI+, Stand zu Anfang Oktober

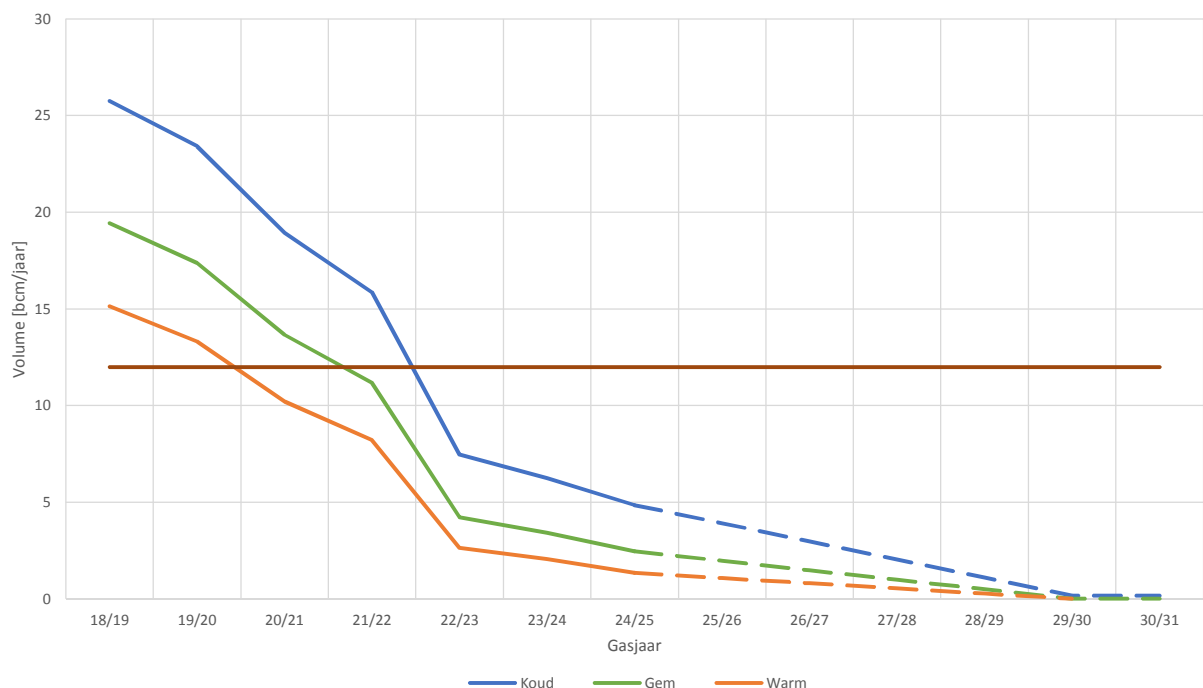
5 L-GAS

Nach wie vor wird ein erheblicher Teil des deutschen Gasmarktes mit L-Gas versorgt. Der deutsche L-Gas-Bedarf wird durch niederländische L-Gas-Importe, heimische L-Gas-Produktion und Konvertierungsmöglichkeiten von H-Gas zu L-Gas bedient. Für die Deckung der Leistungsspitzen im Winter sind darüber hinaus die deutschen L-Gas-Speicher von essentieller Bedeutung.

Eine weitere Reduktion der niederländischen L-Gas-Produktion ist nach wiederholten Erdbeben in der Förderregion Groningen erneut in den Fokus gerückt. In diesem Zusammenhang wurde durch das zuständige niederländische Ministerium ein Beschluss entworfen, der eine Produktionsreduktion von aktuell 21,6 Milliarden Kubikmeter (bcm) auf maximal 19,4 bcm im Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2018/19 vorsieht. Nach der aktuellen Marktkonsultation werden die Niederlande hierüber am 14. November 2018 entscheiden.

Aus deutscher Sicht kann die geplante Reduktion anhand der aktuellen Erkenntnisse für den kommenden Winter als unkritisch bewertet werden, weil das Produktionsziel nicht starr festgelegt ist, sondern sich am temperaturgeführten Bedarf orientiert (siehe Abb. 6 Absenkungspfad Groningen-Produktion). Festzuhalten bleibt aber auch, dass die Reduktion zu einer Minimierung der vorhandenen Flexibilität führt.

Abbildung 6 - Absenkungspfad Groningen-Produktion (Groningen Volumen bei der Umstellung 53 Großverbraucher und Installation von Stickstoff-Installation)



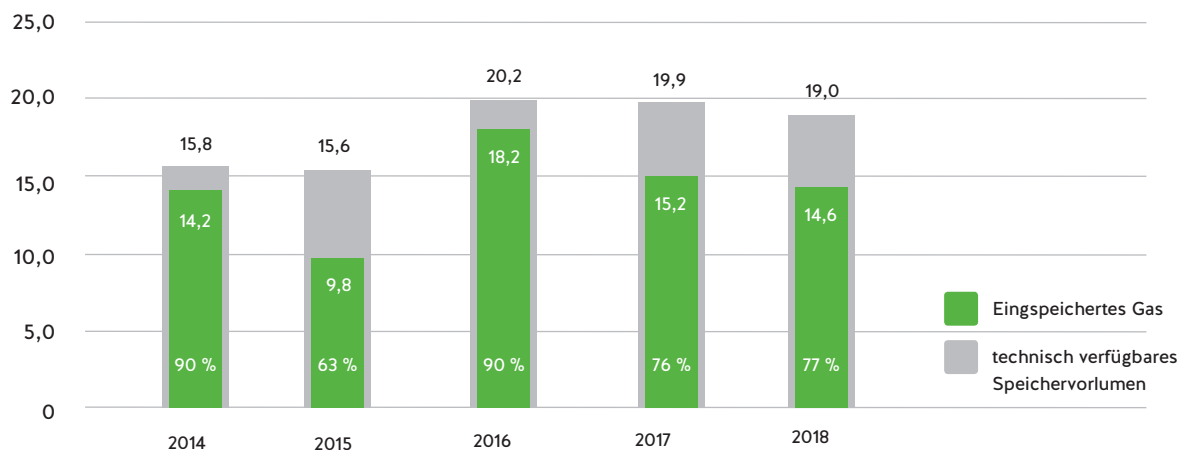
Quelle: Schreiben des niederländischen Ministeriums für nationale Wirtschaft und Klima, Generaldirektion Energie, Telekommunikation, vom 23. März 2018 an den Präsidenten der Zweiten Kammer des Parlaments mit Betreff „Gasförderung in Groningen“; abrufbar unter <https://www.government.nl/documents/parliamentary-documents/2018/03/29/kamerbrief-over-gaswinning-groningen>

Die vom Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG) angestellten Prognosen der inländischen L-Gas-Produktion waren in der Vergangenheit häufig rückläufig. Aus dem Grund hat der BVEG auf die Produktionskapazitäten bereits einen Sicherheitsabschlag von 6 bis 15 Prozent je nach Jahr berücksichtigt. Daneben berücksichtigen die FNB einen Sicherheitsabschlag in Höhe von 25 Prozent auf die jährlichen Produktionsmengen. Unter Berücksichtigung dieses Sicherheitsabschlages auf die geplanten Produktionsmengen kann davon ausgegangen werden, dass die von den FNB angenommenen Produktionsmengen für den kommenden Winter nicht unterschritten werden. Aufgrund der Entwicklung der L-Gas-Produktion plant Nowega derzeit im Rahmen des NEP Gas die Erweiterung der bestehenden Konvertierungsanlage in Rehden/Deutschland.

Eine weitere wichtige Säule der kapazitiven L-Gas-Bilanz stellen die L-Gas-Speicher dar, für die, zur Absicherung des Spitzenlastszenarios aus dem NEP Gas 2018, ein entsprechender Füllstand für die Bereitstellung von rund 21 Gigawatt (GW) Leistung notwendig ist. Somit ist der Mindestfüllstand so lange zu halten, wie die Möglichkeit des Spitzenbedarfs besteht, der im Zweifel bis Ende März auftreten kann.

In der Einspeicher-Saison 2018 wurden die L-Gas-Speicher auf einen vergleichsweise niedrigen Füllstand in Höhe von 77 Prozent gefüllt.

Abbildung 7 - Speicherfüllstand L-Gas in TWh



Quelle: AGSI+; Stand zu Anfang Oktober

Zudem halten die MGV am Konvertierungsentgelt H-Gas zu L-Gas in Höhe von 0,45 EUR/MWh fest, um den Händlern einen Anreiz zu geben, L-Gas-Mengen und -Leistung vorzuhalten. Flankiert wird diese Maßnahme durch langfristige L-Gas-Regelenergie-Optionen, die im Herbst 2018 für die Monate Januar, Februar und März 2019 ausgeschrieben werden (Vgl. Kapitel 3). Zusätzlich hat GASPOOL einen internen Kriterienkatalog definiert, der als Entscheidungsgrundlage für die nach dem Festlegungsverfahren zur Einführung einer Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten (Konni Gas) mögliche Stellung eines Ausnahmeantrags auf kurzfristige Erhöhung des Konvertierungsentgeltes für einen bestimmten Zeitraum dient.

Nicht auf der Produktions- beziehungsweise Aufkommenseite, sondern auf der Verbrauchsseite der L-Gas-Bilanz steht entlastend die Marktraumumstellung. Mit dem Jahr 2018 gehen die Gasnetzbetreiber in das vierte Jahr mit Geräteanpassungen von L- auf H-Gas und liegen kumuliert mit rund 270.000 umgestellten Geräten in dem aufgestellten Zeitplan. Insbesondere die bis zur Fertigstellung dieses Winterausblicks durchgeführten Umstellungen sind planmäßig verlaufen.

6 BESONDERHEITEN SÜDDEUTSCHLAND

In Süddeutschland hat sich auch für das kommende Jahr eine weiter steigende Nachfrage nach Transportkapazität gezeigt. Die interne Bestellung der Verteilnetzbetreiber (VNB) im Netzgebiet der terranets bw hat sich im Vergleich zum Vorjahr um 6 Prozent und im Netzgebiet der bayernets um 2,5 Prozent erhöht. Bereits im Vorjahr war die Nachfrage in Baden-Württemberg um 4 Prozent gestiegen. Die zusätzlich angeforderte Langfristprognose der VNB zeigt in Süddeutschland für die nächsten 10 Jahre einen weiteren Anstieg der Kapazitätsnachfrage, sodass mit einer Entlastung insbesondere in Baden-Württemberg kurzfristig nicht zu rechnen ist.

Zudem ist weiterhin das TENP-System nur eingeschränkt nutzbar. Alle beteiligten FNB arbeiten jedoch an einer Lösung. Begleitend wurde eine gesonderte Modellierungsvariante im NEP Gas 2018 für ein TENP-Ersatzszenario konsultiert. Eine Entscheidung der Bundesnetzagentur (BNetzA) für eine der dort aufgezeigten Alternativen ist bis Ende des Jahres zu erwarten.

Ebenso kann eine verzögerte Fertigstellung der für Ende 2018 geplanten NEP-Gas-Maßnahmen zu einer verspäteten Bereitstellung von zusätzlichen festen Kapazitäten in Bayern führen. Dies kann zu weiteren Herausforderungen bei der LFZ-Beschaffung in Süddeutschland führen.

Bis die erforderlichen, in den Netzentwicklungsplänen hinterlegten, Netzausbaumaßnahmen ihre volle Wirkung entfalten, müssen weiterhin LFZ zur Erhöhung der Einspeisung und LiFA in nachgelagerten Netzen zur Reduzierung der Ausspeisung kontrahiert werden, um die steigende Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg abbilden zu können.

Mit der ersten Ausschreibung von LFZ konnte an den Netzpunkten Wallbach und Lampertheim sowie im Netzgebiet der bayernets der zum Ausschreibungszeitpunkt im Juli 2018 bekannte Kapazitätsbedarf durch hinreichende Angebote bereits gedeckt werden. Für die Absicherung der Aufspeisung des östlichen Netzgebietes der terranets bw und gegebenenfalls weiterer Bedarfe in Bayern werden noch weitere LFZ-Gebote benötigt. Hierzu werden die FNB bayernets und terranets bw weitere Ausschreibungen von LFZ durchführen. Gleichzeitig zur ersten Ausschreibung von LFZ in Baden-Württemberg wurde auch das temporäre Kapazitätsprodukt LiFA, das im letzten Jahr von terranets bw entwickelt wurde, für das Kalenderjahr 2019 ausgeschrieben.

Für das Kalenderjahr 2019 wurde deutlich mehr Kapazität angeboten als bei der letztjährigen, erstmaligen Ausschreibung. Es wurde ein LiFA-Potenzial in Höhe von 630 MWh/h kontrahiert. Insgesamt hat sich damit das LiFA-Potenzial gegenüber 2018 fast verdoppelt. Durch die Kontrahierung von LFZ und LiFA ist die Versorgungssicherheit im Gasfernleitungsnetz in Süddeutschland für den kommenden Winter weitgehend gesichert.

Mit der Abgabe der Versorgungssicherheitsvariante TENP I an die BNetzA am 1. August 2018 haben die FNB Alternativen für den Fall eines möglichen dauerhaften Ausfalls des ersten Strangs des TENP-Leitungssystems vorgestellt und damit die Einleitung einer Konsultation durch die BNetzA ermöglicht.

In einem Workshop am 10. Juli 2018 haben die FNB der Öffentlichkeit zuvor zwei Modellierungsvarianten vorgestellt. Der Fokus beider Varianten liegt auf der Sicherstellung der Versorgung Baden-Württembergs, unter Berücksichtigung einer verbleibenden Kapazität am GÜP Wallbach von etwa 13 GW. Diese Annahme wurde von schweizerischen und italienischen Marktteilnehmern stark kritisiert. In diversen Stellungnahmen wird in dem dauerhaften Wegfall von Kapazitäten am GÜP Wallbach eine Gefahr für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit – besonders in der Schweiz – gesehen.

Die von den FNB vorgeschlagene Variante 1 sieht die Verteilung des von terranets bw benötigten Zusatzbedarfs in Höhe von 5,2 GW an allen Netzkopplungspunkten zwischen terranets bw und dem TENP-Leitungssystem vor. Dies wird hauptsächlich durch den Neubau zweier Leitungsabschnitte der TENP I – mit einer

Gesamtlänge von 54 Kilometer (km) – erreicht.

Eine zweite Variante berücksichtigt den Neubau von etwa 82 km Leitung im Netz der terranets bw und einen im Vergleich zur Variante 1 um 15 km reduzierten Neubau der TENP I. Der Zusatzbedarf wird in dieser Variante komplett an dem Netzkopplungspunkt Au am Rhein geplant.

Eine weitere vom französischen FNB GRTgaz vorgeschlagene Lösung sieht die Verlagerung von etwa 2 GW vom GÜP Wallbach hin zum GÜP Oltingue vor. Weitere Gespräche zwischen den beteiligten FNB in Frankreich, der Schweiz und Deutschland sollen die Potenziale dieser möglichen Variante ausloten.

Nach Beendigung der Konsultation und Bestätigung des Dokuments durch die BNetzA werden die betroffenen FNB mit den notwendigen Planungen (Raumordnung und Vorbereitung Planfeststellungsverfahren) beginnen, um einen potenziell notwendigen Neubau zu beschleunigen.

Der Start für die Realisierung der Netzausbaumaßnahmen ist für den 30. Juni 2019 vorgesehen, sofern bis zu diesem Zeitpunkt keine Entscheidung zur Wiederinbetriebsetzung des betroffenen Abschnitts der TENP I erfolgt ist.

7 AUSBAUPROJEKTE

Insbesondere im Rahmen des NEP Gas arbeiten die deutschen FNB gemeinsam an 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 (wie etwa durch Verdichterstationen und Looping) sowie neue Speicheranschlüsse (beziehungsweise erhöhte Anschlusskapazitäten). Im folgenden Abschnitt werden exemplarisch wesentliche (für den aktuellen Winter angepasste, abgeschlossene und fertigzustellende) Großprojekte vorgestellt.

7.1. LEITUNG MONACO

Die Transportleitung MONACO verläuft von der deutsch-österreichischen Grenze in Burghausen bis nach Finsing, in der Nähe von München. Ausgelegt wurde die rund 87 km lange Leitung mit einem Nenndurchmesser von 1200 Millimeter (mm) bei einer Druckstufe (DP) von 100.

Mit der Ende 2018 geplanten Fertigstellung dieser Maßnahme können zusammen mit weiteren Maßnahmen im Marktgebiet NCG die benötigten Transportkapazitäten, insbesondere für die Anbindung der großen Erdgasspeicher in Österreich (Haidach und 7Fields) und der geplanten Gaskraftwerke, bereitgestellt werden. Zudem trägt die MONACO zur Verbesserung der Netzstabilität und Erhöhung der Versorgungssicherheit im süddeutschen Raum sowie in Tirol/Österreich bei.

7.2. LEITUNG EPE-LEGDEN

Im Winter 2018/19 wird Open Grid Europe eine neue Leitung von Epe bei Gronau nach Legden in Betrieb nehmen. Die Leitung hat eine Länge von rund 15 km und ist mit einem Nenndurchmesser von 1100 mm und einer Druckstufe von DP 100 dimensioniert.

Analog zu den Verdichterstationen Werne und Herstein wird auch diese Leitung dazu beitragen, die Überspeisekapazitäten der Open Grid Europe mit bayernets, terranets bw und Thyssengas sowie die Bereitstellung der erforderlichen Transportkapazitäten für die Speicher Haidach, 7Fields, Inzenham und Etzel sicherzustellen. Darüber hinaus sichert die neue Leitung Epe-Legden die Bereitstellung der erforderlichen H-Gas-Leistungen für die L-H-Gas-Umstellung.

7.3. LEITUNG WEIDENHAUSEN-GIEßEN

Im Winter 2018/2019 wird Open Grid Europe eine neue Leitung zwischen Weidenhausen und Gießen in Betrieb nehmen. Die Leitung hat eine Länge von rund 9 km und ist mit einem Nenndurchmesser von 300 mm und einer Druckstufe von DP 70 dimensioniert.

Die neue Leitung Weidenhausen-Gießen schafft die Voraussetzung für die Bereitstellung der erforderlichen H-Gas-Leistungen für die L-H-Gas-Umstellung des Umstellungsbereichs Mittelhessen.

Die Maßnahme befindet sich im Bundesland Hessen, Landkreis Lahn-Dill-Kreis.

7.4. VERDICHTERSTATION ROTHENSTADT

Zum Winter 2018/19 nehmen GRTgaz Deutschland und Open Grid Europe die neue Verdichterstation Rothenstadt am MEGAL-Leitungssystem in Betrieb. Die neue Station hat drei Verdichtereinheiten mit einer Gesamtleistung von 45 Megawatt (MW). Die Station ist zur Verdichtung von aus dem Osten kommenden Gasmengen der MEGAL I und MEGAL II in Richtung Westen sowie zur Erhöhung des Drucks für die Übergabe von Teilmengen nach Süden in Richtung Schwandorf beziehungsweise München vorgesehen. Mit der neuen Verdichterstation

Rothenstadt wird die erforderliche Erhöhung der Überspeisekapazitäten der Open Grid Europe mit bayernets, sowie die Bereitstellung der erforderlichen Transportkapazitäten der Speicher Haidach, 7Fields und Inzenham sichergestellt.

Die Verdichterstation befindet sich südlich von Weiden in der Oberpfalz und nordöstlich von Amberg in Bayern.

7.5. VERDICHTERSTATION WERNE

Im Winter 2018/19 wird Open Grid Europe die Erweiterung der vorhandenen Verdichterstation Werne um drei Verdichtereinheiten mit einer Gesamtleistung von 49 MW in Betrieb nehmen. Die Erweiterung ist zur Erhöhung der Gastransportmengen in alle an der Verdichterstation angeschlossenen Gasfernleitungen vorgesehen. Mit der Erweiterung der Verdichterstation Werne wird die erforderliche Erhöhung der Überspeisekapazität der Open Grid Europe mit bayernets, terranets bw und Thyssengas sowie die Bereitstellung der erforderlichen Transportkapazitäten für die Speicher Haidach, 7Fields, Inzenham, Etzel sichergestellt. Darüber hinaus sichert die Erweiterung die Bereitstellung der erforderlichen H-Gas-Leistungen für die L-H-Gas-Umstellung.

Die Verdichterstation befindet sich in Nordrhein-Westfalen circa 15 km nordöstlich von Dortmund.

7.6. VERDICHTERSTATION HERBSTEIN

Im Winter 2018/19 wird Open Grid Europe die neue Verdichterstation in Herbstein mit drei Verdichtereinheiten und einer Gesamtleistung von 39 MW in Betrieb nehmen. Die Station ist dafür vorgesehen, die Überspeisekapazitäten der Open Grid Europe mit bayernets, terranets bw und Thyssengas sowie die Bereitstellung der erforderlichen Transportkapazitäten für die Speicher Haidach, 7Fields, Inzenham und Etzel sicherzustellen. Darüber hinaus sichert die neue Verdichterstation Herbstein die Bereitstellung der erforderlichen H-Gas-Leistungen für die L-H-Gas-Umstellung und die Erhöhung der Überspeisekapazität nach Dänemark in Ellund.

Die geplante Verdichterstation befindet sich in Hessen circa 20 km westlich von Fulda.

7.7. GASMISCHANLAGE (GMA) BROICHWEIDEN

Thyssengas betreibt die GMA Broichweiden, mit der H-Gas durch die Beimischung von verdichteter Luft zu L-Gas konvertiert wird. Die Anlage wird zur Optimierung der Regelenergiebeschaffung bei Konvertierungsbedarf im Marktgebiet NCG eingesetzt. Des Weiteren dient die GMA Broichweiden als Backup, um bei geplanten Maßnahmen oder Störungen die Systemstabilität im nachgelagerten System aufrecht zu erhalten.

7.8. BLENDINGANLAGE GANDERKESEE

Gasunie betreibt seit Mitte 2018 die Blendinganlage Ganderkesee, mit der durch die Beimischung von H-Gas zusätzlich L-Gas erzeugt werden kann. Durch diese Blendinganlage können bei entsprechenden Fluss- und Druckrandbedingungen bis zu 100.000 Kubikmeter pro Stunde (m³/h) zusätzliches L-Gas erzeugt werden. Die Anlage wird zur Optimierung der Regelenergiebeschaffung bei Konvertierungsbedarf im Marktgebiet GASPOOL eingesetzt. Des Weiteren dient die Blendinganlage Ganderkesee als Backup, um bei Störungen im L-Gas System die Systemstabilität aufrecht zu erhalten.

Quellenverzeichnis

- AGSI+
- ENTSOG
- GASPOOL und NCG
- Niederländisches Ministerium für nationale Wirtschaft und Klima
- pegas
- Transparenzdaten diverser FNB

Abbildungen und Tabellen

- Abbildung 1 Aggregierte Speicherfüllstände Deutschland
- Abbildung 2 Verhältnis der Forward/Spot-Spreads zur Speicherbewirtschaftung für den Zeitraum ab 1. Januar 2017
- Abbildung 3 Speicherfüllstände Deutschland in TWh
- Abbildung 4 Speicherfüllstände H-Gas-Süd in TWh
- Abbildung 5 Speicherfüllstände H-Gas GASPOOL Nordost in TWh
- Abbildung 6 Absenkungspfad Groningen-Produktion
- Abbildung 7 Speicherfüllstand L-Gas in TWh
- Tabelle 1 Bedarf an LTO für Januar bis März 2019

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.