



WINTERAUSBLICK 2019/2020
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

INHALT

Vorwort	4	
Kernaussagen	5	
1	Allgemeine Ausführungen zur ENTSOG-Risikoanalyse und Risikogruppen gemäß SoS-VO	7
2	L-Gas	8
3	Analyse Großhandelsmarkt	10
4	Regelenergieprodukte LTO und STB	12
5	Speicheranalyse	13
6	Besonderheiten Süddeutschland	14
7	Ausbauprojekte	15
7.1	Anpassung Aggertalleitung	15
7.2	Leitung EUGAL	15
7.3	Anbindungsleitung NEL	15
7.4	Verdichterstation Krummhörn	16
7.5	Verdichterstation Wertingen	16
8	Vertragssituation Ukraine	17
9	Nutzungsbeschränkung OPAL	18
10	LNG in Europa	19
Quellenverzeichnis		
Abbildungen und Tabellen		
Impressum		

Abkürzungsverzeichnis

AGSI+	Aggregated Gas Storage Inventory
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)
DWD	Deutscher Wetterdienst
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
ESPGazEx	monatlicher Gasindex von Gasprom Export
EU	Europäische Union
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GIE-Plattform	Transparenzplattform von Gas Infrastructure Europe
GÜP	Grenzübergangspunkt
GSE	Gas Storage Europe
GTS	Niederländischer Netzbetreiber Gastransport Service
GW	Gigawatt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
kWh	Kilowattstunde
kWh/h	Kilowattsunde pro Stunde
LFZ	Lastflusszusagen zur Erhöhung der Einspeisung
LiFa	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Liquified natural gas (verflüssigtes Erdgas)
LTO	Long Term Options
m ³	Kubikmeter
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
Mt	Millionentonne
Mt p. a.	Millionentonne pro Jahr
NBP	National Balancing Point
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co KG
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
ReCo-System	Regional Coordination System for Gas
SoS-Verordnung	Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938
STB	Short Term Balancing Service
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TWh	Terrawattstunde
TWh/a	Terrawattstunde pro Jahr
VHP	Virtueller Handlungspunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber

VORWORT



Ralph Bahke
Vorstandsvorsitzender

Liebe Leserin, lieber Leser,

Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier hat kürzlich bei der Vorstellung der Ergebnisse des von der Bundesregierung initiierten breiten Dialogprozesses Gas 2030 auf die wachsende strategische Bedeutung für Gas und die Gasinfrastruktur hingewiesen. Dies stärkt nicht nur die Rolle von Gas für ein Gelingen der Energiewende in Deutschland. Es ist umso wichtiger, als dass Deutschland, der bedeutendste Gasmarkt der Europäischen Union, weiterhin in hohem Maße von Erdgasimporten abhängig sein wird. Denn die sichere Versorgung mit Energie ist für uns lebensnotwendig - für den Industriestandort Deutschland ebenso wie für Millionen privater Haushalte. Jährlich verbraucht die Bundesrepublik energetisch etwa 1,5-mal mehr Gas als Strom. Dafür betreiben wir, die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, unsere bedarfsgerecht ausgebaute, höchstverfügbare Infrastruktur als integralen Bestandteil des europäischen Fernleitungsnetzes. Damit tragen wir die Verantwortung dafür mit, dass die Gasversorgung auch in einem regulierten System mit unterschiedlichen Marktrollen und -interessen jederzeit zuverlässig funktioniert. Mit Erfolg: Deutschland nimmt beim Thema Gasversorgungssicherheit nach wie vor international einen Spitzenplatz ein.

Wir sehen uns zu Beginn des Winters gut aufgestellt. Die Gasspeicher sind mit fast 100 Prozent so voll wie nie zuvor zu dieser Zeit. Sowohl die Nutzungsbeschränkung auf der Transitleitung OPAL von Greifswald nach Tschechien, der Ausfall der Transportleitung TENP 1 in Südwestdeutschland und die damit verbundenen technischen Einschränkungen als auch die Reduktion der niederländischen Erdgasproduktion im Raum Groningen führen nach aktueller Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber zu keinen Einschränkungen bei der Versorgungssicherheit in Deutschland. Allerdings bedarf es aufgrund der nach wie vor eingeschränkten Transportkapazität auf der TENP besonderer Anstrengungen der Fernleitungsnetzbetreiber, um die Herausforderungen für die Versorgungssituation im Südwesten zu meistern. Inwieweit sich die OPAL-Entscheidung des Europäischen Gerichts auf die Versorgungssituation in Deutschland wie in Europa auswirken könnte, lässt sich aus FNB-Sicht nicht vorhersagen. Erstmals beleuchten wir zudem auch den Beitrag von LNG (Liquefied Natural Gas - verflüssigtes Erdgas) zur sicheren Energieversorgung Deutschlands wie Europas. Wir berichten zudem über die Vorsorgemaßnahmen unserer Marktgebietsverantwortlichen im Regenergiemarkt, damit auch in außergewöhnlichen Bedarfssituationen ausreichend lokale Regenergieprodukte verfügbar sind. Fazit: Der nächste Winter kann kommen, wir sind bereit - dies sehen übrigens die europäischen Fernleitungsnetzbetreiber im diesjährigen Winter Supply Outlook ihres Verbandes ENTSOG genauso.

Mit diesem Winterausblick leisten die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber einen Beitrag zur Transparenz und zur Information von Gasmarkt, Politik und Öffentlichkeit sowohl in Deutschland als auch in Europa. Wir freuen uns auf Ihre Anmerkungen und Anregungen und die Diskussion mit Ihnen.

Ihr
Ralph Bahke
Vorstandsvorsitzender

KERNAUSSAGEN

Die deutsche Gasinfrastruktur ist für den Winter 2019/2020 gut aufgestellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) arbeiten gemeinsam an der Gewährleistung einer zuverlässigen und sicheren Gasversorgung und dem damit verbundenen bedarfsgerechten Ausbau der deutschen Netzinfrastruktur.

Die vergangene Winterperiode 2018/2019 war geprägt von überdurchschnittlich milden Temperaturen, die im Schnitt fast 3 Grad Celsius über der Referenzperiode lagen. Die Speicherfüllstände lagen ausgangs des sehr milden Winters 2018/2019 bei noch hohen 52 Prozent im deutschen Mittel und erreichten im Juni die höchsten Stände seit Beginn der europäischen Meldepflicht im Jahr 2011. Sie sind bis zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Winterausblicks 2019/2020 auf nahezu 100 Prozent im H- und im L-Gas angestiegen.

Zum Ende des Jahres 2019 läuft der langfristige Transitvertrag für russisches Gas durch das ukrainische Fernleitungsnetz aus. Die Verhandlungen zwischen den Vertragsparteien über eine Fortführung der Transporte Richtung West- und Südosteuropa verliefen bisher ohne Ergebnis, obwohl sich die Europäische Kommission in die Gespräche eingeschaltet hat.

Die Transportkapazitäten der OPAL Gastransport GmbH & Co. KG auf der Transitleitung OPAL von Greifswald, an der deutschen Ostsee, nach Tschechien, die als teilregulierte entkoppelte Verbindungskapazitäten in Höhe von 15,8 Millionen Kilowattstunden pro Stunde (kWh/h) angeboten wurden, unterliegen mit Beschluss der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 13. September 2019 im kommenden Winter einer vollständigen Nutzungsbeschränkung. Inwieweit diese Fehlmengen zu einer Verknappung des Gasangebotes führen, kann von den FNB derzeit nicht beurteilt werden. Etwaige fehlende Gasmengen können entweder über andere Transportwege oder die vermehrte Inanspruchnahme von Speichergas kompensiert werden. Ob eine Kompensation über Speichergas zu einer verfrühten, kritischen Entleerung der Speicher führt, wird von den FNB beobachtet.

Aufgrund der gut gefüllten Speicher und der alternativen Liefermöglichkeiten (beispielsweise verflüssigtes Erdgas), ist insbesondere in Westeuropa auch bei einer verspäteten Einigung über den Transit nicht mit einer Versorgungskrise zu rechnen, dennoch werden die Verhandlungen weiterhin aufmerksam verfolgt. Im Falle des Ausbleibens einer Einigung, ist insbesondere bei niedrigen Temperaturen im Januar oder Februar mit einem erhöhten Transport von Mengen in Nord-Süd-Richtung zu rechnen. Die technische Verfügbarkeit der dafür notwendigen Transportsysteme in Deutschland ist sichergestellt.

Ein zentrales Element der Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung ist die risikobezogene Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten. Unter anderem könnten bei einem Ausfall der Ukraine-Route in Deutschland im Rahmen der europäischen Zusammenarbeitspflicht gaswirtschaftliche Maßnahmen erforderlich werden, um süd-osteuropäische Nachbarstaaten zu unterstützen.

Bei den Importen Europas von verflüssigtem Erdgas (LNG) macht sich das internationale Überangebot bemerkbar. Die Gesamtmenge an Erdgas, die an den französischen, belgischen und niederländischen LNG-Terminals im Zeitraum 1. Januar bis 30. September 2019 in das europäische Netz eingespeist wurde, betrug laut ENTSOG Transparency Plattform 278,6 Terrawattstunden (TWh) (Vorjahreszeitraum 99,2 TWh). An den italienischen LNG-Terminals wurden in dem Zeitraum 112,4 TWh (Vorjahr 60,5 TWh) eingespeist. Laut einer Pressemeldung der Europäischen Kommission vom 2. Mai 2019 trägt auch die LNG-Produktion der Vereinigten Staaten von Amerika signifikant zur Versorgung Europas bei. Für den kommenden Winter ist mit einem kontinuierlichen Zustrom von LNG nach Europa zu rechnen, wenn es auf dem Weltmarkt weiterhin ein Überangebot gibt, da insbesondere die russischen und US-amerikanischen Verflüssigungsanlagen geografisch günstig gelegen sind.

Da nach wie vor ein Teil des deutschen Gasmarktes mit L-Gas versorgt wird, ist nach wiederholten Erdbeben in der Förderregion Groningen eine weitere Reduktion der niederländischen L-Gas-Produktion erneut in den Fokus gerückt. Aufgrund des erneuten Erdbebens haben die Niederlande im September 2019 eine Begrenzung der Produktionsmengen auf 11,8 Millionen Kubikmeter (m³) beschlossen. Aus Sicht der deutschen FNB kann die geplante Reduktion anhand der aktuellen Erkenntnisse für den kommenden Winter als unkritisch bewertet werden.

Eine weitere wichtige Säule der kapazitiven L-Gas-Bilanz stellen die L-Gas-Speicher dar. In der Einspeicher-Saison 2019 wurden die L-Gas-Speicher aufgrund der aktuellen Preisentwicklung bereits sehr früh im Jahr auf einen sehr hohen Füllstand von über 90 Prozent gefüllt. Mit dem Jahr 2019 beginnt außerdem das fünfte Jahr der Geräteanpassungen mit kumuliert knapp 600.000 umgestellten Geräten von L- auf H-Gas.

Zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit vom 16. Dezember 2015 treffen die FNB und Marktgebietsverantwortlichen (MGV) auf Basis des Eckpunktepapiers des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) Vorsorgemaßnahmen im Regelenenergiemarkt, um eine ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelenenergieprodukten in außergewöhnlichen Bedarfssituationen sicherzustellen. Als Vorsorge bei möglichen Extremsituationen dienen die kontrahierten „Long Term Options“ (LTO), welche auch zusammen mit „Short Term Balancing Services“ (STB) als letzte marktbasierende Mittel zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität eingesetzt werden.

Der Wachstumstrend in Süddeutschland setzt sich weiter fort, wobei vor allem durch das angezeigte Interesse von Kraftwerksbetreibern, die im Rahmen des Kohleausstiegs auf Gas umstellen, weitere Nachfrage erwartet wird. Diesen Herausforderungen stellen sich die FNB bei weiterhin angespannter Bedarfssituation im Südwesten und unter Berücksichtigung des andauernden Ausfalls der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I (TENP I).

Alle beteiligten FNB arbeiten an einer Lösung für das TENP-System, das weiterhin nur eingeschränkt nutzbar ist. Die erforderlichen Ausbauten des von der BNetzA gewählten Ersatzszenarios sollen bis 2025 fertig gestellt werden. Entsprechend müssen in Baden-Württemberg auch für 2020 Lastflusszusagen zur Erhöhung der Einspeisung (LFZ) und Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) in nachgelagerten Netzen zur Reduzierung der Ausspeisung kontrahiert werden.

1 ALLGEMEINE AUSFÜHRUNGEN ZUR ENTSOG-RISIKOANALYSE UND RISIKOGRUPPEN GEMÄSS SOS-VO

Ein zentrales Element der Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938 (SoS-Verordnung) ist die risikobezogene Zusammenarbeit zwischen den Mitgliedstaaten. Hierzu werden diese den für die Europäische Union (EU) definierten dreizehn Risikogruppen zugeordnet, die auf Grundlage von Risikoszenarien für relevante Hauptversorgungsrouten definiert wurden. Deutschland gehört aufgrund seiner zentralen Lage als Gasdrehscheibe Europas den sieben Risikogruppen „Ukraine“, „Weißrussland“ (Jamal-Pipeline), „Ostsee“ (Nord Stream), „Norwegen“, „L-Gas“, „Dänemark“ und „Vereinigtes Königreich“ an.

Grundlage der Risikobewertung ist eine europaweite Simulation von Szenarien zum Ausfall von Gaslieferungen und Infrastrukturen durch European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG¹). Die Mitgliedstaaten sowie die Europäische Kommission sind über die Koordinierungsgruppe „Gas“ – dem zentralen europäischen Gremium für die Sicherung der Gasversorgung – in den Prozess der Erstellung der Berichte und Analysen beteiligt.

Für alle Ausfallszenarien zeigte 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 süd-osteuropäische Nachbarstaaten zu unterstützen. Dabei unterstellt die Simulationen für den Krisenfall eine 100-prozentige Nutzung der OPAL (siehe hierzu Kapitel 9). Die Ergebnisse dieser Analysen werden berücksichtigt, um die gemeinsamen und nationalen Risikobewertungen sowie die Präventions- und Notfallpläne der Mitgliedstaaten miteinander abzustimmen.

Der Beitrag der deutschen FNB für die Kooperationsmechanismen wird laut Entwurf des deutschen Notfallplans insbesondere in der Zusammenarbeit mit anderen Netzbetreibern in der Risikogruppe mithilfe des Regional Coordination System for Gas (ReCo-Systems) des ENTSOG bestehen (siehe auch [Winterausblick 2017/2018](#)).

Eine weitere Säule der SoS-Verordnung ist das Prinzip der Solidarität. Demnach sind die Mitgliedstaaten verpflichtet, in Krisensituationen die Versorgung geschützter Kunden in verbundenen Mitgliedstaaten durch solidarische Maßnahmen sicherzustellen. Die konkrete vertragliche Ausgestaltung und operative Abwicklung von Solidaritätsmaßnahmen sollen unter den zuständigen Behörden der Mitgliedstaaten in bilateralen Vereinbarungen geregelt werden. Inwieweit die deutschen FNB und MGV in die Solidaritätsmaßnahmen involviert sein werden, wird sich in Folge der zwischenstaatlichen Vereinbarungen zeigen.

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

2 L-GAS

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

Eine weitere Reduktion der niederländischen L-Gas-Produktion ist nach wiederholten Erdbeben in der Förderregion Groningen erneut in den Fokus gerückt. Am 22. Mai 2019 hat es in der Region Groningen ein erneutes Erdbeben gegeben. Mit einer Stärke von 3,4 auf der Richter-Skala hatte dieses Erdbeben die gleiche Stärke wie das letzte größere Erdbeben im Januar 2018. Aufgrund des erneuten Erdbebens haben die Niederlande im September 2019 eine Begrenzung der Produktionsmengen auf 11,8 Milliarden Kubikmeter beschlossen.²

Zur vollständigen Kompensation der Groningen-Reduzierung haben die Niederlande Maßnahmen angekündigt, um auch die Versorgung der Nachbarstaaten, wie beispielsweise Deutschland, mit L-Gas weiterhin zu gewährleisten. Die geplante Produktionsmenge von 11,8 Milliarden Kubikmeter für das aktuelle Gaswirtschaftsjahr (GWJ) bezieht sich auf einen durchschnittlichen Temperaturverlauf. Für etwaige, kältere Temperaturen stehen zusätzliche Produktionsmengen zur Verfügung. Nach Aussagen des niederländischen Transportnetzbetreibers GTS ist die Versorgungssicherheit durch die angekündigten Maßnahmen auch im Falle eines kalten Winters nicht gefährdet. Aus Sicht der deutschen FNB kann die geplante Reduktion anhand der aktuellen Erkenntnisse für den kommenden Winter als unkritisch bewertet werden. Entsprechend bleiben die von den FNB im [Umsetzungsbericht 2019](#) veröffentlichten und mit der GTS abgestimmten Leistungs- und Mengenbilanzen für die L-Gas Importe aus den Niederlanden weiterhin gültig. Zudem ist das Produktionsziel nicht starr festgelegt, sondern orientiert sich am temperaturgeführten Bedarf.

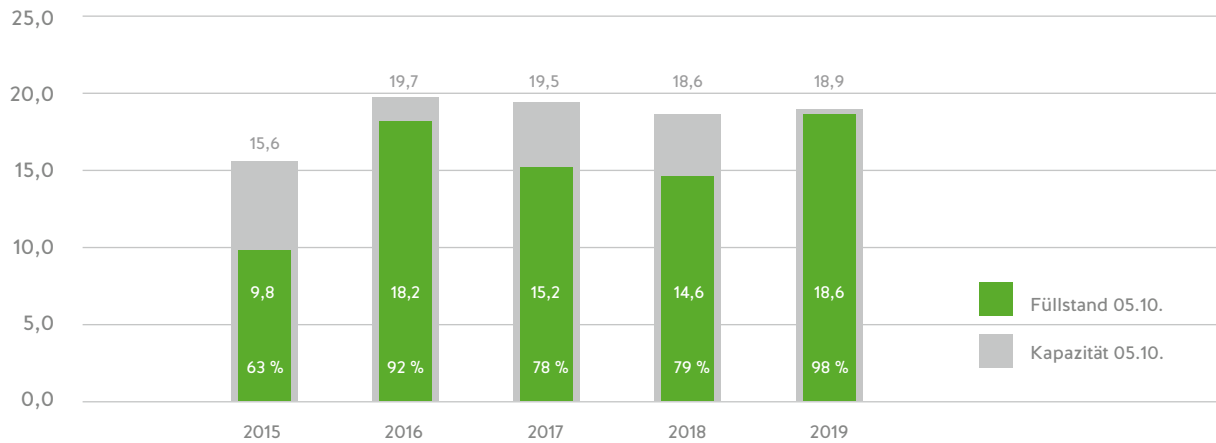
Festzuhalten bleibt aber auch, dass die Reduktion zu einer Minimierung der vorhandenen Flexibilität führt. Die vom deutschen Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG) angestellten Prognosen der inländischen L-Gas-Produktion waren in der Vergangenheit häufig rückläufig. Aus dem Grund hat der BVEG auf die Produktionskapazitäten bereits einen Sicherheitsabschlag von 6 bis 15 Prozent je nach Jahr einkalkuliert. Daneben berücksichtigen die FNB bei ihrer Erstellung des Netzentwicklungsplans Gas (NEP Gas) einen weiteren Sicherheitsabschlag. Unter Beachtung dieses Sicherheitsabschlages gehen die FNB davon aus, dass die von ihnen angenommenen inländischen L-Gas-Produktionsmengen für den kommenden Winter nicht unterschritten werden.

Eine weitere wichtige Säule der kapazitiven L-Gas-Bilanz stellen die L-Gas-Speicher dar, für die, zur Absicherung des Spitzenlastszenarios aus dem Umsetzungsbericht zum NEP Gas 2018-2028, ein entsprechender Füllstand von 50 Prozent 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 2019 wurden die L-Gas-Speicher, aufgrund der aktuellen Preisentwicklung, bereits besonders früh im Jahr auf einen sehr hohen Füllstand von über 90 Prozent gefüllt.

² Quelle: „Thronrede 2019“ vom 17-09-2019 abrufbar unter <https://www.government.nl/documents/speeches/2019/09/17/thronrede-2019>

Abbildung 1 - Speicherfüllstand L-Gas in TWh



Quelle: Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI+); Stand zum 5. Oktober

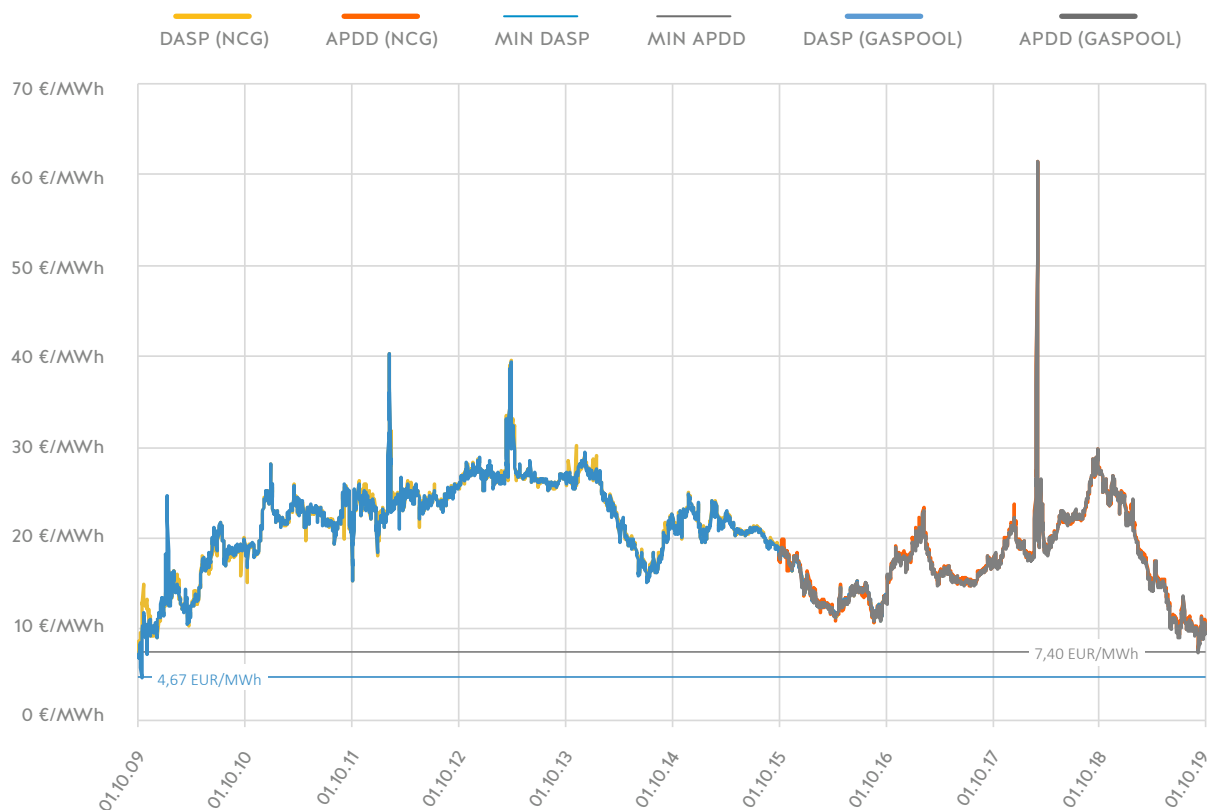
Nicht auf der Produktions- beziehungsweise Aufkommenseite, sondern auf der Verbrauchsseite der L-Gas-Bilanz steht entlastend die Marktraumumstellung. Mit dem Jahr 2019 gehen die Gasnetzbetreiber in das fünfte Jahr mit Geräteanpassungen von L- auf H-Gas und liegen kumuliert mit knapp 600.000 umgestellten Geräten in dem aufgestellten Zeitplan. Insbesondere die bis zur Fertigstellung dieses Winterausblicks durchgeführten Umstellungen sind planmäßig verlaufen.

3 ANALYSE GROSSHANDELSMARKT

Die vergangene Winterperiode 2018/2019 war geprägt von überdurchschnittlich milden Temperaturen, die im Schnitt fast 3 Grad Celsius über der Referenzperiode lagen³. Durch den verringerten Heizenergiebedarf gaben die Gaspreise entsprechend nach. Die deutschen Handelsplätze NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) und GASPOOL Balancing Services GmbH (GASPOOL) sahen als Folge des milden Winters im Sommer 2019 sehr niedrige Preise. Im Marktgebiet NCG wurde der Tiefststand am 4. September 2019 bei 7,61 EUR/MWh (PEGAS Average Price per Delivery Day NCG) erreicht, was nahe dem Zehn-Jahres-Tief von 6,81 EUR/MWh (NCG Day Ahead Settlement Price) aus dem Jahre 2009 notiert. Für das Marktgebiet GASPOOL wurde am gleichen Tag mit 7,40 EUR/MWh (PEGAS Average Price per Delivery Day GASPOOL) ebenfalls ein neuer Tiefststand nach Oktober 2009 (4,67 EUR/MWh, GASPOOL Day Ahead Settlement Price) erreicht.

Die Speicherfüllstände lagen ausgangs des sehr milden Winters 2018/2019 bei noch hohen 52 Prozent im deutschen Mittel und erreichten im Juni die höchsten Stände seit Beginn der europäischen Meldepflicht im Jahr 2011. Sie sind bis zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Winterausblicks 2019/2020 auf nahezu 100 Prozent im H- und im L-Gas angestiegen. Die außergewöhnlich hohen Speicherfüllstände können als Folge des niedrigen Preisniveaus des Sommers angesehen werden.

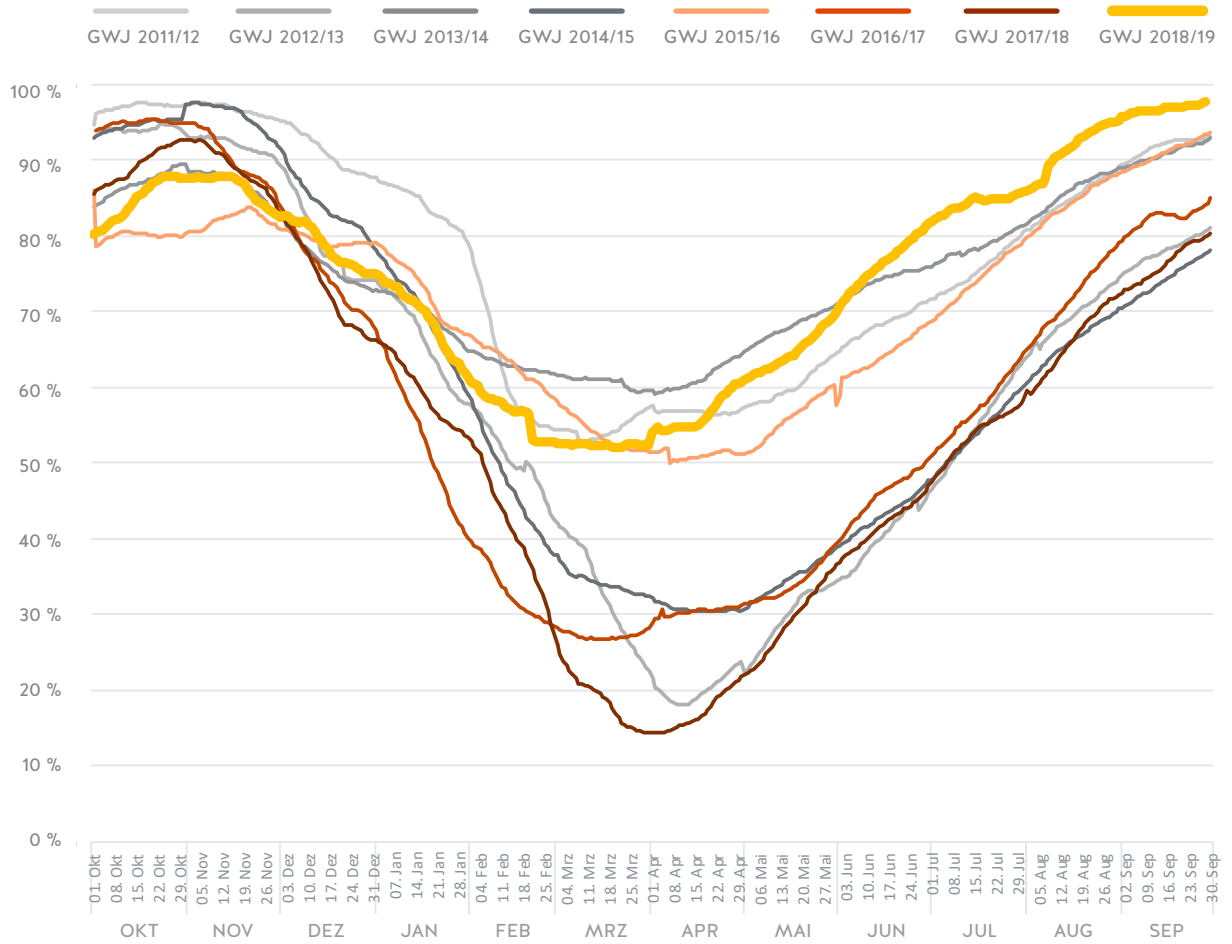
Abbildung 2 - Entwicklung VHP Indexpreis NCG/GASPOOL



Quelle: NCG/GASPOOL

³ DWD: Pressemitteilung: "Deutschlandwetter im Winter: 2018/2019": https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2019/20190227_deutschlandwetter_winter2018_2019.html?nn=656450

Abbildung 3 - Aggregierte Speicherfüllstände Deutschland



Quelle: Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI+)

Für die kommende Winterperiode sind die Bedingungen mit Blick auf die Erdgasversorgung somit gut.

4 REGELENERGIEPRODUKTE LTO UND STB

Die FNB und MGV treffen auf Basis des Eckpunktepapiers des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (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 „Long Term Options“ (LTO) ausgeschrieben, bei denen Anbieter die Bereitstellung von Gas Mengen 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) auszuschreiben. Über diese Ausschreibungen können zusätzliche Regelenenergiepotentiale von Marktteilnehmern angeboten werden – insbesondere kurzfristige Potentiale über die Verbrauchsflexibilität von industriellen Endverbrauchern.

Die MGV werden für die kommende Winterperiode LTO in ähnlichem Maße wie im Vorjahr kontrahieren, lediglich für den Januar 2020 hat sich die Leistung bei NCG leicht verringert. Die kontrahierten LTO dienen als Vorsorge bei möglichen Extremsituationen und werden zusammen mit STB als letzte marktbasierende Mittel zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität eingesetzt.

Die von den MGV für die Monate Januar bis März 2020 ausgeschriebenene Bedarfe an LTO sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 1 – Bedarf an LTO für Januar bis März 2020

	NCG	GASPOOL
Januar 2020	3.472 MWh/h	1.300 MWh/h
Februar 2020	11.880 MWh/h	2.300 MWh/h
März 2020	11.880 MWh/h	2.300 MWh/h

Quelle: GASPOOL/NCG

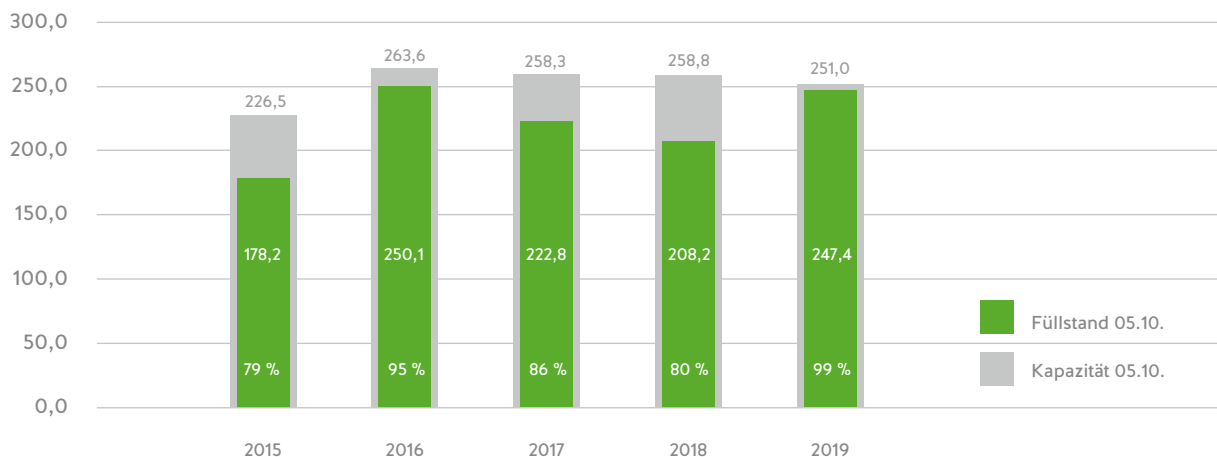
5 SPEICHERANALYSE

Das technisch verfügbare Speichervolumen hat sich erneut leicht gegenüber den Vorjahren verringert. Dennoch ist die in Deutschland eingespeicherte Erdgasmenge nahezu auf demselben Höchststand von 2016. Dabei ist anzumerken, dass es keine größeren Unterschiede bezüglich des Füllstands in den verschiedenen Netzregionen der beiden deutschen Marktgebiete gibt. Obwohl diese im Verlauf des Winters 2018/2019 unterschiedlich stark in Anspruch genommen wurden, sind sie jetzt fast vollständig befüllt.

Dieser Trend ist auch in den meisten anderen europäischen Ländern in ähnlicher Form zu beobachten. Nach den geringeren Füllständen der letzten zwei Jahre Anfang Oktober wurden insgesamt die höchsten Arbeitsgasstände seit Veröffentlichung der Speicherfüllstände auf der Transparenzplattform von Gas Infrastructure Europe (GIE-Plattform) registriert.

Im Laufe des Winters 2019/2020 werden die FNB wie in den vergangenen Jahren die Entwicklung der Speicherfüllstände beobachten, da trotz der guten Ausgangsbedingungen in diesem Jahr dennoch durch frühzeitige hohe Ausspeichermengen Engpasssituationen im weiteren Verlauf des Winters auftreten könnten.

Abbildung 4 - Speicherfüllstände in Deutschland in TWh



Quelle: Gas Storage Europe (GSE), Stand zum 5. Oktober

6 BESONDERHEITEN SÜDDEUTSCHLAND

Der Wachstumstrend in Süddeutschland setzt sich weiter fort. Für das kommende Jahr bestätigte sich das sehr hohe Niveau des Kapazitätsbedarfs der Verteilnetzbetreiber (VNB). Darüber hinaus zeigen die Prognosen der angeschlossenen VNB auch für die kommenden zehn Jahre einen stetigen Anstieg des Kapazitätsbedarfs. Weitere Nachfrage wird durch das angezeigte Interesse von Kraftwerksbetreibern, die im Rahmen des Kohleausstiegs auf Gas umstellen, erwartet. Diesen Herausforderungen stellen sich die FNB bei weiterhin angespannter Bedarfssituation im Südwesten und unter Berücksichtigung des andauernden Ausfalls der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I (TENP I). Mit einer deutlichen Entlastung, insbesondere in Baden-Württemberg, kann erst nach Inbetriebnahme von Netzausbaumaßnahmen gerechnet werden.

Intensive Bemühungen der beteiligten FNB werden voraussichtlich dazu führen, dass für 2020 in Baden-Württemberg eine teilweise Entfristung von befristet fest vergebenen Kapazitäten für angeschlossene VNB möglich ist. Eine vollständige Entfristung wird vermutlich erst mit dem notwendigen, bedarfsgerechten Ausbau der Netze erreicht werden können.

Alle beteiligten FNB arbeiten an einer Lösung für das TENP-System, das weiterhin nur eingeschränkt nutzbar ist. Begleitend wurde eine gesonderte Modellierungsvariante im NEP Gas 2018-2028 für ein TENP-Ersatzszenario aufgenommen. Die erforderlichen Ausbauten des von der BNetzA gewählten Ersatzszenarios sollen bis 2025 fertig gestellt werden. Entsprechend müssen in Baden-Württemberg auch für 2020 LFZ und LiFA in nachgelagerten Netzen zur Reduzierung der Ausspeisung kontrahiert werden.

Mit den Ausschreibungen für LFZ konnte an den Netzpunkten Wallbach und Lampertheim sowie im Netzgebiet der bayernets, der zu den Ausschreibungszeitpunkten bekannte Kapazitätsbedarf der terranets bw durch hinreichende Angebote gedeckt werden. Gleichzeitig zur ersten Ausschreibung von LFZ in Baden-Württemberg wurde auch das temporäre Kapazitätsprodukt LiFA erneut für das Kalenderjahr 2020 ausgeschrieben und kontrahiert. Teilweise wurden eingegangene Angebote aus Gründen mangelnder Wirtschaftlichkeit abgelehnt.

7 AUSBAUPROJEKTE

Insbesondere im Rahmen des NEP Gas arbeiten die deutschen FNB gemeinsam an der Gewährleistung einer zuverlässigen und sicheren Gasversorgung und dem damit verbundenen bedarfsgerechten Ausbau der deutschen Netzinfrastruktur. Dabei handelt es sich um technische Maßnahmen wie neue Ferngasleitungen, 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 ANPASSUNG AGGERTALLEITUNG

Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um die notwendigen Anpassungen des Transportsystems im Zuge der L-H-Gas-Umstellung. Hierzu ist die Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung Werne-Paffrath der Open Grid Europe und der Aggertalleitung von Thyssengas erforderlich. Zudem werden Netztrennungen innerhalb des Systems sowie eine neue Netzverbindung im Raum Derschlag erforderlich. Die Maßnahmen befinden sich in Nordrhein-Westfalen in den Landkreisen Rheinisch-Bergischer Kreis und Oberbergischer Kreis. Die Inbetriebnahme ist für Dezember 2019 geplant.

7.2 LEITUNG EUGAL

Im Winter 2019/2020 werden GASCADE, Fluxys Deutschland, Gasunie Deutschland und ONTRAS eine neue Leitung in Betrieb nehmen. Sie verläuft von Lubmin, in Mecklenburg-Vorpommern, über Brandenburg bis in das sächsische Deutschneudorf an der deutsch-tschechischen Grenze und verbindet die Erdgasempfangsstation Lubmin II mit dem tschechischen Netzgebiet. Bei der hier beschriebenen Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Ferngasleitung. Dieser ist erforderlich, um die rückläufige europäische Eigenproduktion zu kompensieren und damit auch die europäische Bedarfsdeckung weiterhin zu gewährleisten. Die Leitung hat eine Länge von 480 Kilometern sowie einen Nenndurchmesser von 1.400 Millimeter und eine Druckstufe (DP) von 100 bar.

Für die Ferngasleitung EUGAL sind drei Verbindungen mit dem bereits bestehenden deutschen Transportnetz geplant. Die Verbindungen erfolgen im Raum Lubmin mit der Ferngasleitung NEL, im Raum Kienbaum mit der FGL 306/NETRA und im Raum Radeland mit der Ferngasleitung JAGAL. Bis in den Raum Weißack im Bundesland Brandenburg wird die Ferngasleitung EUGAL als Doppelleitung geführt.

7.3 ANBINDUNGSLEITUNG NEL

Im Winter 2019/2020 werden GASCADE, Fluxys Deutschland, Gasunie Deutschland und ONTRAS eine neue Anbindungsleitung bei Lubmin in Mecklenburg-Vorpommern in Betrieb nehmen. Diese dient der Verbindung der Ferngasleitungen EUGAL und NEL. Die Anbindungsleitung hat eine Länge von rund 0,2 Kilometer und ist mit einem Nenndurchmesser von 1.000 Millimeter sowie einer Druckstufe von 100 bar dimensioniert.

7.4 VERDICHTERSTATION KRUMMHÖRN

Zum Winter 2019/2020 wird Open Grid Europe die Erweiterung der Verdichterstation Krummhörn in Niedersachsen in Betrieb nehmen. Hierbei handelt es sich um eine Erweiterungsmaßnahme der bereits bestehenden Verdichterstation - um eine Maschineneinheit mit einer zusätzlichen Verdichterleistung von 13 Megawatt (MW). Die Verdichterstation befindet sich etwa 10 Kilometer nordwestlich von Emden und ist zur Verdichtung von Gasmengen in alle an der Verdichterstation angeschlossenen Ferngasleitungen vorgesehen.

7.5 VERDICHTERSTATION WERTINGEN

Zum Winter 2019/2020 nehmen bayernets und Open Grid Europe die neue Verdichterstation Wertingen in Betrieb. Die Verdichterstation nordwestlich von Augsburg hat drei Verdichtereinheiten mit einer Gesamtleistung von 33 MW.

Mit dem Neubau der Verdichterstation wird die erforderliche Erhöhung der Überspeisekapazitäten zwischen Open Grid Europe, terranets bw und bayernets, sowie die Bereitstellung der erforderlichen Transportkapazitäten der Speicher Haidach, 7Fields und Inzenham sichergestellt. Zudem wird die Erhöhung der Exit-Kapazitäten für Verteilernetzbetreiber sowie für die geplanten Kraftwerke Gundremmingen und Leipheim gewährleistet.

8 VERTRAGSSITUATION UKRAINE

Der langfristige Transitvertrag für russisches Gas durch das ukrainische Fernleitungsnetz läuft zum Ende des Jahres 2019 aus. Die Verhandlungen zwischen den Vertragsparteien über eine Fortführung der Transporte Richtung West- und Südosteuropa verliefen bisher ohne Ergebnis, obwohl sich die Europäische Kommission in die Gespräche eingeschaltet hat.

Aufgrund der gut gefüllten Speicher und der alternativen Liefermöglichkeiten (beispielsweise LNG), ist insbesondere in Westeuropa auch bei einer verspäteten Einigung über den Transit nicht mit einer Versorgungskrise zu rechnen, dennoch werden die Verhandlungen weiterhin aufmerksam verfolgt. Im Falle des Ausbleibens einer Einigung, ist insbesondere bei niedrigen Temperaturen im Januar oder Februar mit einem erhöhten Transport von Mengen in Nord-Süd-Richtung zu rechnen. Die technische Verfügbarkeit der dafür notwendigen Transportsysteme in Deutschland ist sichergestellt.

Durch die enge Abstimmung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber im Rahmen des Regional Coordination Systems for Gas (ReCo) ist eine gute Koordinierung notwendiger Maßnahmen in den europäischen Netzen gewährleistet.

9 NUTZUNGSBESCHRÄNKUNG OPAL

Die Pipeline OPAL wird im Bruchteileigentum betrieben. 80 Prozent der Kapazität vermarktet die OPAL Gastransport GmbH Co. KG und 20 Prozent die Lubmin-Brandov Gastransport GmbH. Die Hälfte der von OPAL Gastransport GmbH & Co. KG vermarkteten Transitzkapazitäten nach Tschechien, die als teilregulierte entkoppelte Verbindungskapazitäten in Höhe von 15,8 Millionen kWh/h auf Basis der geänderten OPAL-Ausnahmeentscheidung 2016 angeboten wurden, dürfen mit Beschluss der Bundesnetzagentur vom 13. September 2019 weder vermarktet noch genutzt werden.⁴ Aufgrund der gaswirtschaftlichen Funktion der OPAL als wichtiger Transitzpipeline für russisches Erdgas in Nord-Süd-Richtung – vom Importpunkt Greifswald an der Außengrenze des Europäischen Binnenmarktes hin zu Teilmärkten in Mittel- und Osteuropa bzw. sogar mit Wirkung bis in die Teilmärkte in Südosteuropa – stehen dem europäischen Gasmarkt durch die Nutzungsbeschränkung weniger Kapazitäten bzw. geringere Versorgungsflexibilitäten zur Verfügung. Über die am Punkt Brandov angeschlossene Transitzleitung GAZELLE (Tschechien) ist Deutschland am Grenzübergangspunkt (GÜP) Waidhaus ebenfalls von der Beschränkung betroffen.

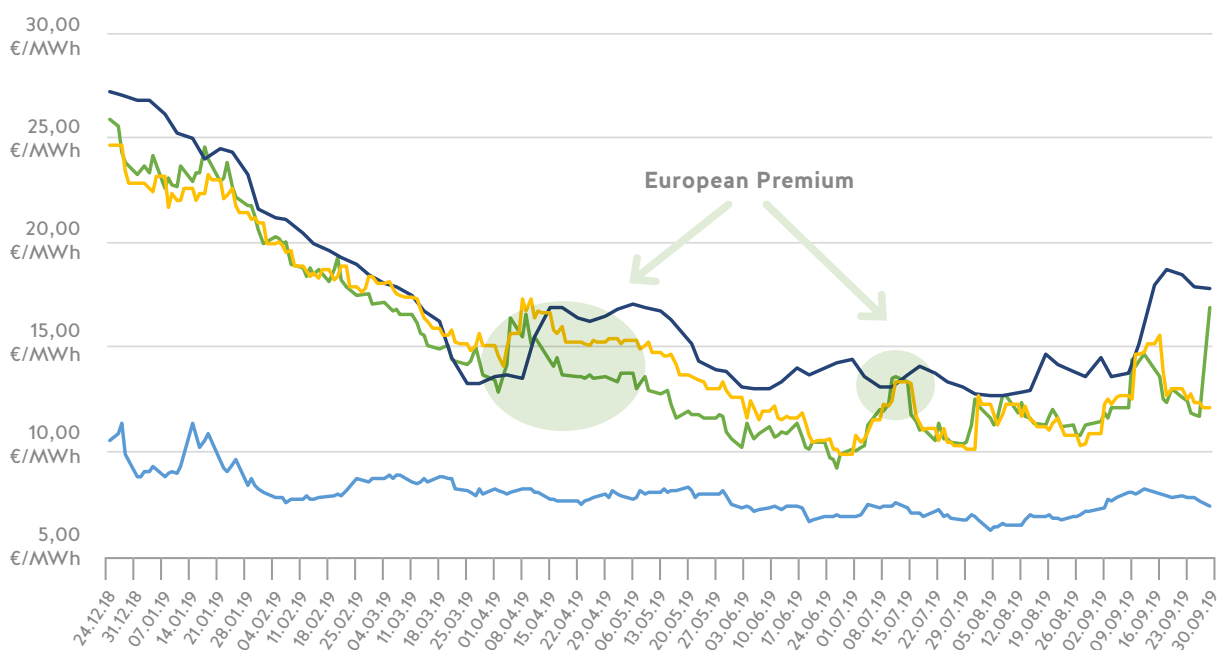
Die hier beschriebene reduzierte Verbindungskapazität von 15,8 Millionen kWh/h ermöglicht bei Vollauslastung den Transport einer Jahresmenge von etwa 12,3 bcm. Dies entspricht ungefähr 14 Prozent des Jahresverbrauchs an Erdgas in Deutschland bzw. 3 Prozent des Jahresverbrauchs in der gesamten EU. Inwieweit diese Fehlmengen zu einer Verknappung des Gasangebotes führen, kann von den FNB derzeit nicht beurteilt werden. Etwas fehlende Gasmengen können entweder über andere Transportwege oder die vermehrte Inanspruchnahme von Speichergas kompensiert werden. Ob eine Kompensation über Speichergas zu einer verfrühten, kritischen Entleerung der Speicher führt, wird von den FNB beobachtet. Bei Notfallsituationen (gemäß der SoS-Verordnung) beispielsweise in nachgelagerten Teilmärkten Mittel- und Osteuropas bzw. Südosteuropas sollten kurzfristig Maßnahmen ergriffen werden, die diese Kapazitäten dem Markt bzw. allen Lieferanten wieder vollständig zur Verfügung stellen.

⁴ Die OPAL Gastransport, die Gazprom, die Gazprom Export sowie die Bundesnetzagentur haben 2016 einen öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrag geschlossen, um einen besseren Drittzugang zu diesen teilregulierten entkoppelten Verbindungskapazitäten und eine bessere Nutzung der Kapazitäten der OPAL zu ermöglichen. Die Europäische Kommission hat diesen Vergleichsvertrag vorbehaltlich einiger Änderungen genehmigt. Am 10. September 2019 hat das Gericht der Europäischen Union (EUG) die Zustimmung der Kommission zu diesem Vergleichsvertrag für nichtig erklärt. Die Regelungen des öffentlich-rechtlichen Vergleichsvertrags sind derzeit nicht anwendbar. Die Regelungen der Ausnahmeentscheidung aus dem Jahr 2009 finden wieder Anwendung.

10 LNG IN EUROPA

Bei den Importen Europas von verflüssigtem Erdgas (LNG) macht sich das internationale Überangebot bemerkbar. Der maßgebliche asiatische Preisindex Sling North Asia hat sich im laufenden GWJ deutlich an die europäischen Indizes NBP und NCG angenähert und diese zeitweise sogar unterschritten. In diesen Perioden ließ sich durch den Verkauf von LNG nach Europa ein „European premium“ erzielen. Nach Recherchen des Skolkovo Instituts war die Auslastung der europäischen LNG-Regasifizierungsanlagen wegen der verstärkten Importe deutlich höher als im Vorjahr. So betrug die Auslastung beispielsweise im August 2019 35 Prozent gegenüber 18 Prozent im August 2018⁵. Die Gesamtmenge an Erdgas, die an den französischen, belgischen und niederländischen LNG-Terminals im Zeitraum 1. Januar bis 30. September 2019 in das europäische Netz eingespeist wurde, betrug laut ENTSOG Transparency Plattform 278,6 TWh (Vorjahreszeitraum 99,2 TWh). An den italienischen LNG-Terminals wurden in dem Zeitraum 112,4 TWh (Vorjahr 60,5 TWh) eingespeist. Dabei stammt ein Großteil des LNG, das Nordwesteuropa erreicht, aus der Yamal LNG Anlage der PAO Novatek in Nordrussland, die seit Ende 2018 ihre volle Produktionskapazität von 16,5 Metertonnen pro Jahr (Mt p. a.) (≈ 230 TWh/a) erreicht hat, und in der ersten Jahreshälfte 2019 allein 9 Mt (≈ 130 TWh) LNG produziert hat⁶.

Abbildung 5 – Erdgaspreise 2018/2019



Quelle: Monthly monitoring gas market, Skolkovo Institute Moscow

Laut einer Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 2. Mai 2019 trägt auch die LNG-Produktion der Vereinigten Staaten von Amerika signifikant zur Versorgung Europas bei. So wurden in den neun Monaten von Juli 2018 bis April 2019 10,4 Milliarden Kubikmeter (≈ 115 TWh) aus den USA importiert. Dies war mehr als eine Verdreifachung des Vorjahreswertes, sodass Europa derzeit der wichtigste Abnehmer von LNG für die USA ist.

⁵ SKOLKOVO Energy Centre - Monitoring Report August 2019: <https://energy.skolkovo.ru/ru/senec/monitoring/>

⁶ Pressemitteilung der YAMAL LNG 02.07.2019

Trotz des zunehmenden Verdrängungswettbewerbs blieb die Lieferung von russischem Pipelinegas nach Deutschland im Vergleich zum Vorjahr konstant. Die Ursache mag in der ungewöhnlich raschen Befüllung der europäischen Gasspeicher liegen, die im August bereits Füllstände zeigten, die in den Vorjahren erst im Oktober erreicht wurden. Weiter trägt der günstige Preis für russisches Pipelinegas an der seit 2018 etablierten elektronischen Börse Sankt Petersburg (ESPGazEx) zur Aufrechterhaltung des leitungsgebundenen Transports bei. Der dort notierte Spotpreis, unter anderem für die Lieferpunkte NCG bzw. GASPOOL VHP, reagierte flexibel auf die niedrigen LNG-Preise und lag deutlich unter den Preisen der Langfristverträge der Gazprom Export, so dass sich die Liquidität im Monat Juli 2019 auf 2,7 Milliarden Kubikmeter (≈ 30 TWh) gegenüber dem Vormonat mehr als verdoppelte⁷.

Für den kommenden Winter ist mit einem kontinuierlichen Zustrom von LNG nach Europa zu rechnen, wenn es auf dem Weltmarkt weiterhin ein Überangebot gibt, da insbesondere die russischen und US-amerikanischen Verflüssigungsanlagen geografisch günstig gelegen sind. Nur im Falle eines massiven Anstiegs des asiatischen Spotpreises würden die LNG-Mengen entsprechend umgeleitet. Daher ist wie im Vorjahr mit einer geringen Auslastung der deutschen Exportpunkte in Richtung Frankreich und Belgien zu rechnen, wie sie im Winter 2018/2019 zu beobachten war. Für die Exportpunkte in die Niederlande ist diese Aussage nur eingeschränkt gültig, da die Problematik des Groningen-Gasfeldes weiterhin zu einem Anstieg des H-Gas-Bedarfs führen wird.

⁷ SKOLKOVO Energy Centre - Monitoring Report Juli 2019: <https://energy.skolkovo.ru/ru/senec/monitoring/>

Quellenverzeichnis

- AGSI+
- DWD
- ENTSOG
- GASPOOL und NCG
- GSE
- Regierung der Niederlande – Thronrede 2019
- SKOLKOVO Energy Centre, monthly monitoring gas market
- YAMAL LNG

Abbildungen und Tabellen

- Abbildung 1 Speicherfüllstand L-Gas in TWh
- Abbildung 2 Entwicklung VHP Indexpreis NCG/GASPOOL
- Abbildung 3 Aggregierte Speicherfüllstände Deutschland
- Abbildung 4 Speicherfüllstände in Deutschland in TWh
- Abbildung 5 Erdgaspreise 2018/2019

Tabelle 1 Bedarf an LTO für Januar bis März 2020

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.