



**WINTERAUSBLICK 2020/2021**  
**DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-**  
**NETZBETREIBER**

# INHALT

Vorwort	4
Kernaussagen	5
1 L-Gas / Marktraumumstellung (MRU)	7
2 Analyse Großhandelsmarkt	9
3 Regelenergieprodukte LTO und STB	11
4 Speicheranalyse	12
5 Besonderheiten Süddeutschland	13
6 Ausbau EUGAL	14
7 Nord Stream 2	15
8 Krisenvorsorge COVID-19-Pandemie	16
9 LNG in Europa	17
Quellenverzeichnis	19
Abbildungen und Tabellen	19
Impressum	19

## Abkürzungsverzeichnis

AGSI+	Aggregated Gas Storage Inventory
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
Bcm	Milliarden Kubikmeter (Billion Cubic Meters)
BVEG	Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie
DWD	Deutscher Wetterdienst
EIA	U.S. Energy Information Administration
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
EUGAL	Europäische Gas-Anbindungsleitung
EUR	Euro
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GIIGNL	International Group of Liquefied Natural Gas Importers
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
LFZ	Lastflusszusagen
LiFa	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Liquefied Natural Gas
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MRU	Marktraumumstellung
MT	Millionen Tonnen
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co KG
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
OGE	Open Grid Europe GmbH
STB	Short Term Balancing Service
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TP	Transparency Platform
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gas- netz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
TWh	Terrawattstunde
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilnetzbetreiber

# VORWORT



Liebe Leserin, lieber Leser,

COVID-19 ist auch für die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber eine tägliche Herausforderung. Es gilt, insbesondere während der 2. Welle angemessen auf Ansteckungsrisiken zu reagieren und die Belegschaft zu schützen, um eine jederzeit sichere und bedarfsgerechte Gasversorgung gewährleisten zu können. Dazu tauschen wir uns regelmäßig auch mit europäischen Fernleitungsnetzbetreibern und den Behörden aus, um gegebenenfalls weitere Maßnahmen zur Sicherung der Gasversorgung ergreifen zu können. Doch selbst unter diesen erschwerenden Bedingungen blicken die Fernleitungsnetzbetreiber zuversichtlich auf die anstehende Winterperiode, wie dieser Winterausblick 2020/2021 zeigen soll.

So haben wir beispielsweise die Verzögerungen bei der Umstellung von L- auf H-Gas durch den COVID-19-bedingten Lockdown bis zur Deadline für diesen Winterausblick fast vollständig aufgeholt. Um den Spitzenlastbedarf im Winter 2020/2021 abdecken zu können, haben die Fernleitungsnetzbetreiber hinsichtlich der L-Gas-Förderung im niederländischen Groningen sowie in Deutschland konservativ geplant. Mit den aktuell mit über 95 Prozent gut gefüllten L-Gas-Speichern stehen genug Flexibilitäten für eine sichere L-Gas-Versorgung bereit. Auch alle übrigen deutschen Gasspeicher sind mit durchschnittlich über 95 Prozent sehr gut gefüllt.

Einem möglichen, außerplanmäßig hohen Bedarf an Regelenergie begegnen die Fernleitungsnetzbetreiber und Marktgebietsverantwortlichen auch in diesem Jahr wieder mit den bewährten Sicherungsinstrumenten (Long Term Options und Short Term Balancing Services).

Eine besondere Herausforderung besteht weiterhin für die süddeutschen Fernleitungsnetzbetreiber. Nach wie vor steigt dort die Nachfrage nach Gas und damit der Bedarf an Transportkapazität und der Ausfall der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I dauert an. Um die regionale Versorgungssicherheit sicherzustellen, haben die Fernleitungsnetzbetreiber daher, wie im vergangenen Winter, wieder entsprechende Lastflusszusagen kontrahiert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass die Gasversorgung, auch durch den Wegfall der im Netzentwicklungsplan Gas zusätzlich erwarteten Mengen aus der noch nicht fertiggestellten Nord Stream 2, nicht gefährdet ist. Die Versorgungssicherheit für Deutschland bleibt auch ohne diese Mengen gesichert.

Aufgrund der niedrigen Preise in den Sommermonaten wurde weniger LNG importiert als im Vorjahr. Doch erwarten die Fernleitungsnetzbetreiber aufgrund steigender Weltmarktpreise und einer erweiterten Infrastruktur für den kommenden Winter 2020/2021 wieder höhere LNG-Importe nach Europa. Auch diese Mengen stehen uns über die Verbindungen des deutschen Fernleitungsnetzes in das europäische Verbundsystem zur Deckung des Gasbedarfs im Winter Verfügung. Fazit: Wir sehen uns auch für diesen Winter sehr gut aufgestellt.

Ihr  
Ralph Bahke  
Vorstandsvorsitzender

# KERNAUSSAGEN

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) blicken in einem weiterhin von der COVID-19-Pandemie geprägten Umfeld zuversichtlich auf die Gewährleistung einer zuverlässigen und sicheren Gasversorgung in der anstehenden Winterperiode 2020/2021 und sehen die Infrastruktur entsprechend gut aufgestellt.

Trotz der sich durch die gegenüber dem Vorjahr planmäßig um rund 10 Prozent reduzierten L-Gas-Importkapazitäten aus den Niederlanden ergebenden Herausforderungen, ist nach Ansicht der FNB durch das sehr gute Zusammenwirken aller Beteiligten die Versorgung mit L-Gas für den kommenden Winter weiterhin als sicher einzustufen. So konnten die sich im Laufe des Jahres durch die COVID-19-Pandemie und den Lockdown ergebenden Verzögerungen in der notwendigen Umstellung bis zum Zeitpunkt der Erstellung des Winterausblicks fast vollständig wieder aufgeholt werden. Zudem wurde in der Leistungs- und Mengenbilanz der FNB hinsichtlich der L-Gas-Förderungen im niederländischen Groningen sowie Deutschland konservativ geplant, sodass zusätzlich mit den mit einem Füllstand von aktuell über 95 Prozent gut gefüllten L-Gas-Speichern genug Flexibilität vorhanden sein sollte, um auch den Spitzenlastbedarf für etwaige kältere Temperaturen im Winter 2020/2021 abdecken zu können.

Die deutschen H-Gas-Speicher sind am Anfang der Winterperiode 2020/2021 sehr gut gefüllt. Am Großhandelsmarkt wurden im Laufe des Jahres für die beiden Marktgebiete historische Tiefstände der Spotpreise erreicht. Entsprechend wurden die durch den milden Winter 2019/2020 nur wenig entleerten Speicher im Mittel zu 95 Prozent wieder befüllt.

Auch in diesem Jahr werden die FNB und Marktgebietsverantwortlichen (MGV) durch die Sicherungsinstrumente (Long Term Options und Short Term Balancing Services) Vorsorgemaßnahmen im Regelenenergiemarkt treffen, um eine ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelenenergieprodukten in außergewöhnlichen Bedarfssituationen sicherzustellen. Der Umfang ist vergleichbar mit dem des Vorjahres.

Nach wie vor verzeichnet vor allem Süddeutschland eine weiter steigende Nachfrage nach Erdgas, was sich in einem weiter ansteigenden Transportkapazitätsbedarf niederschlägt. In Kombination mit dem andauernden Ausfall der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline I (TENP I) stellt dies die dortigen FNB auch in diesem Winter wieder vor gaswirtschaftliche Herausforderungen. Da die erforderlichen Netzausbaumaßnahmen weiter andauern, werden zur Sicherstellung der regionalen Versorgungssicherheit wie im letzten Winter entsprechende Lastflusszusagen im Fernleitungs- und Verteilnetz von den betroffenen Netzbetreibern kontrahiert.

Auch wenn die Verzögerung der Fertigstellung von Nord Stream 2 zu einer bilanziellen Unterdeckung gegenüber den im Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 (NEP Gas) angenommenen Angebot an Leistung für den Spitzenlastfall eines sehr kalten Winters führt, ist für diesen Winter davon auszugehen, dass es durch Verlagerungen von Gasmengen durch die Netznutzer nicht zu Einschränkungen in der Versorgungssicherheit kommen wird. Zudem wurde der erste Strang der Europäischen Gas-Anbindungsleitung (EUGAL) fertiggestellt, welcher in das deutsche und europäische Fernleitungsnetz eingebettet ist und bereits rege genutzt wird.

Mit den Erfahrungen der ersten Welle der COVID-19-Pandemie im Frühjahr, blicken die FNB grundsätzlich zuversichtlich auf die anstehende Bewältigung der derzeit anstehenden zweiten Welle der COVID-19-Pandemie. Die Lage und die Auswirkungen auf den Gastransport werden weiterhin sehr genau verfolgt. Die FNB sind untereinander und mit den Behörden in regelmäßigem Austausch, um gegebenenfalls notwendige Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit zu ergreifen.

Nachdem bis zum Ende des vergangenen Winters Rekordmengen von Liquefied Natural Gas (LNG), also Flüssigerdgas, Europa erreicht haben, nahmen die LNG-Importe aufgrund der niedrigen Preise in den Sommermonaten merklich ab, blieben aber auf einem höheren Niveau als 2018. Mit dem jüngsten Anstieg der

Gashandelspreise in Europa und deren Angleichen an die Preise auf dem Weltmarkt ist für den kommenden Winter 2020/2021 eine Erhöhung der LNG-Importe nach Europa zu erwarten, die durch die Einbindung des deutschen Fernleitungsnetzes in das europäische Verbundsystem auch Deutschland für die Versorgung im Winter zur Verfügung stehen.

# 1 L-GAS / MARKTRAUMUMSTELLUNG (MRU)

Nach wie vor wird ein 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 essenzieller Bedeutung.

Im Winter 2020/2021 ergibt sich entsprechend der Planungen im Entwurf des NEP Gas 2020-2030 erstmals eine Reduktion der Importkapazitäten aus den Niederlanden um rund 10 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Dies geht einher mit der planmäßigen Reduktion des deutschen L-Gas-Bedarfes aufgrund der in Deutschland durchgeführten L-/H-Gas-Umstellungsmaßnahmen.

## L-/H-GAS-UMSTELLUNGEN IM JAHR 2020 - AUSWIRKUNGEN VON COVID-19

Aufgrund der COVID-19-Pandemie und des Lockdowns haben sich im Jahr 2020 leichte Änderungen gegenüber der im NEP Gas 2020-2030 ursprünglich dargestellten Umstellungsplanung ergeben. Deutschlandweit mussten in Abstimmung mit den jeweiligen Verteilnetzbetreibern (VNB) Schaltschritte in verschiedenen Umstellungsbereichen um ein bis drei Monate verschoben werden. Diese Verschiebungen konnten bis zur Erstellung des vorliegenden Winterausblicks bereits überwiegend wieder aufgeholt werden. Im Ergebnis ist davon auszugehen, dass die für das Jahr 2020 geplanten Umstellungen deutschlandweit nahezu vollständig abgewickelt werden können. Vor diesem Hintergrund können nach aktuellem Kenntnisstand auch die Importannahmen aus dem Entwurf des NEP Gas 2020-2030 für den kommenden Winter bestätigt werden, sodass kein zusätzlicher L-Gas-Bedarf aus den Niederlanden entsteht.

## L-GAS-FÖRDERUNG IN GRONINGEN

In den vergangenen Jahren sind im Gebiet des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Zwei Erdbeben in den Jahren 2018 bzw. 2019, jeweils mit einer Stärke von 3,4 auf der Richterskala, haben in den Niederlanden zu einem erheblichen politischen Druck geführt, die Groningen-Produktion schnellstmöglich zu beenden.

Für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2020/2021 plant das niederländische Wirtschaftsministerium eine Produktionsmenge von 8,1 Milliarden Kubikmeter (Bcm). Diese geplante Produktionsmenge beinhaltet die vollständigen deutschen Bedarfe entsprechend der Planungen des Entwurfs des NEP Gas 2020-2030, die u.a. über die „Task Force Monitoring L-Gas Market Conversion“ an das niederländische Wirtschaftsministerium gemeldet wurden. Die Produktionsmenge bezieht sich auf einen durchschnittlichen Temperaturverlauf. Für etwaige kältere Temperaturen stehen zusätzliche Produktionsmengen zur Verfügung. Nach Aussagen des niederländischen Transportnetzbetreibers GTS ist die Versorgungssicherheit auch im Falle eines kalten Winters nicht gefährdet. Aus Sicht der deutschen FNB kann die geplante Reduktion der Importkapazitäten aus den Niederlanden aufgrund der aktuellen Erkenntnisse für den kommenden Winter als unkritisch bewertet werden. Entsprechend bleiben die von den FNB im Entwurf des NEP Gas 2020-2030 veröffentlichten und mit der GTS abgestimmten Leistungs- und Mengenbilanzen für die L-Gas-Importe aus den Niederlanden weiterhin gültig.

## DEUTSCHE L-GAS-FÖRDERUNG

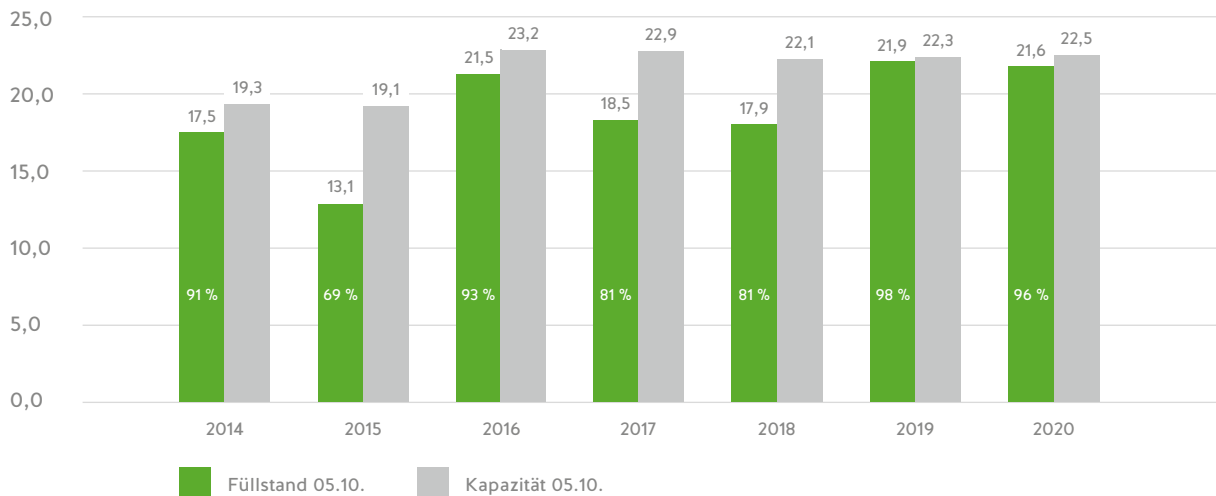
Die vom deutschen Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie (BVEG) angestellten Prognosen der inländischen L-Gas-Produktion waren in der Vergangenheit häufig zu optimistisch. Aus diesem Grund hat der BVEG auf die erwarteten Produktionskapazitäten einen Sicherheitsabschlag von 7 bis 17 Prozent je nach Jahr einkalkuliert. Daneben berücksichtigen die FNB bei ihrer Erstellung des NEP Gas einen eigenen, zusätzlichen Sicherheitsabschlag für Produktionskapazitäten und -mengen. Unter Beachtung dieser Sicherheitsabschläge gehen die FNB davon aus, dass die von ihnen angenommene inländische L-Gas-Produktion für den kommenden Winter nicht unterschritten wird.

## L-GAS-SPEICHER

Eine weitere wichtige Säule der kapazitiven L-Gas-Bilanz stellen die L-Gas-Speicher dar, aus denen entsprechend dem Entwurf des NEP Gas 2020–2030 im kommenden Winter eine Bereitstellung von knapp 20 Gigawatt (GW) Leistung vorgesehen sind. Voraussetzung für die Verfügbarkeit der Speicherleistung ist ein gewisser Mindestfüllstand, der so lange zu halten ist, wie die Möglichkeit des Spitzenbedarfs besteht, der aus der Erfahrung der Vergangenheit bis Ende März auftreten kann.

Im Jahre 2020 wurden die L-Gas-Speicher bereits besonders früh im Jahr auf einen sehr hohen Füllstand von über 95 Prozent gefüllt.

Abbildung 1 – Speicherfüllstand L-Gas in TWh



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

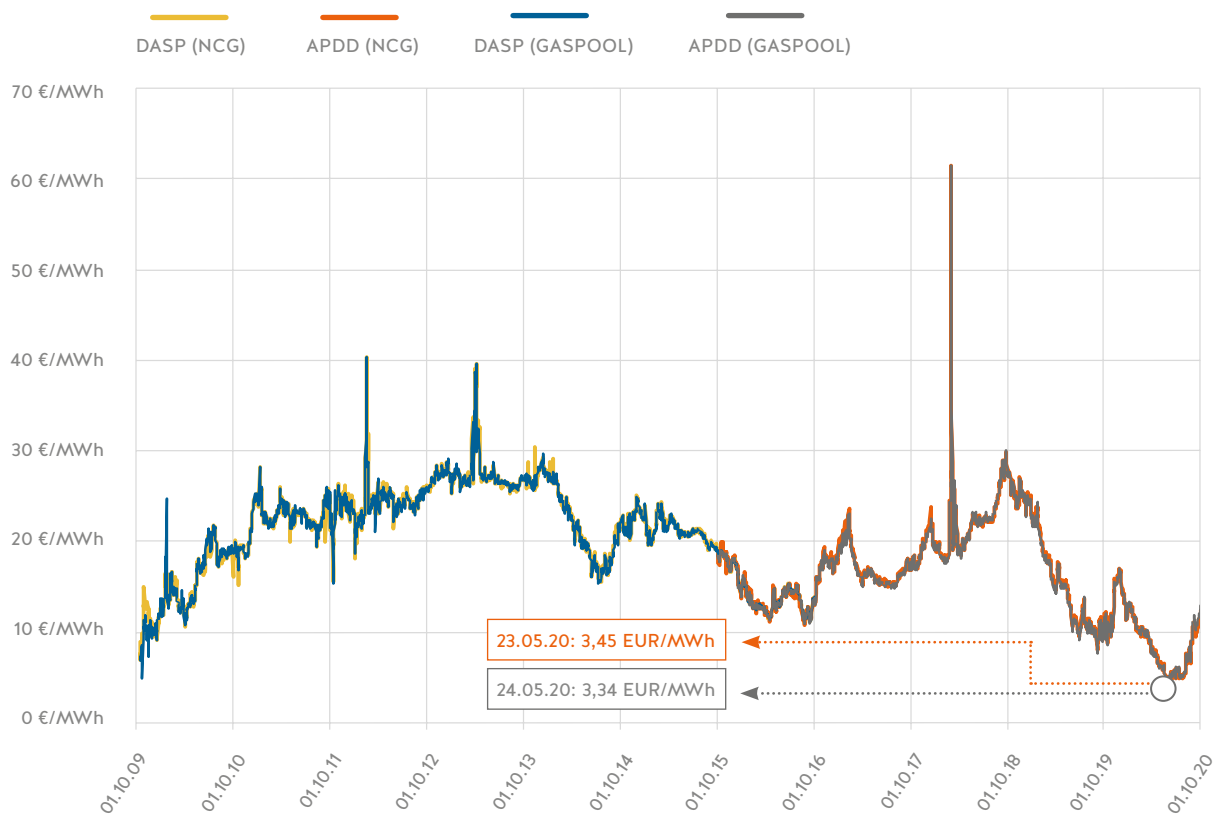


## 2 ANALYSE GROSSHANDELSMARKT

Die vergangene Winterperiode 2019/2020 umfasst den zweitwärmsten Winter seit Beginn der flächendeckenden Wetteraufzeichnungen 1881 und lag im Schnitt fast 4 Grad Celsius über der Referenzperiode<sup>1</sup>. Der verringerte Heizenergiebedarf wird vermutlich einer der Hauptgründe für das Nachgeben der Gaspreise sein. Die deutschen Handelsplätze NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) und GASPOOL Balancing Services GmbH (GASPOOL) sahen als Folge des milden Winters im Sommer 2020 sehr niedrige Preise. Im Marktgebiet NCG wurde am 23. Mai 2020 mit 3,45 EUR/MWh (PEGAS Average Price per Delivery Day NCG) ein neuer Zehn-Jahres-Tiefstand verzeichnet. Bisher lag dieser im Jahr 2009 bei 6,81 EUR/MWh (NCG Day Ahead Settlement Price). Für das Marktgebiet GASPOOL wurde am Folgetag mit 3,34 EUR/MWh (PEGAS Average Price per Delivery Day GASPOOL) ebenfalls ein neuer Tiefstand seit Oktober 2009 (4,67 EUR/MWh, GASPOOL Day Ahead Settlement Price) erreicht.

Die Speicherfüllstände lagen aufgrund des sehr milden Winters 2019/2020 bei knapp 70 Prozent im deutschen Mittel und sanken nicht unter diese Marke. Sie sind sowohl für H- als auch für L-Gas bis zum Zeitpunkt der Veröffentlichung des Winterausblicks 2020/2021 auf 95 Prozent angestiegen. Diese außergewöhnlich hohen Speicherfüllstände könnten als Folge des milden Winters und des niedrigen Preisniveaus im Sommer angesehen werden.

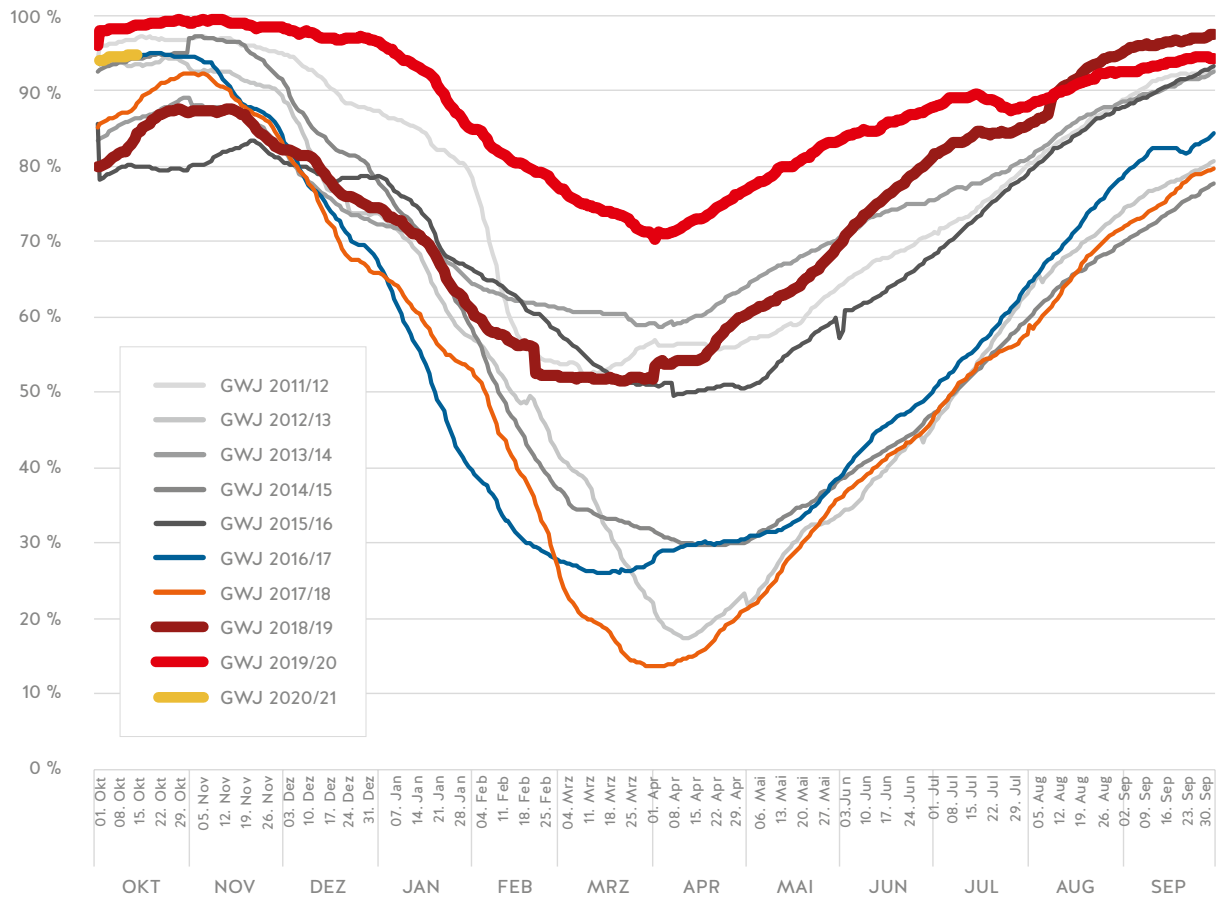
Abbildung 2 – Entwicklung VHP Indexpreis NCG/GASPOOL



Quelle: NCG/GASPOOL

<sup>1</sup> DWD Pressemitteilung: "Deutschlandwetter im Winter 2019/2020": [https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2020/20200228\\_deutschlandwetter\\_winter2019\\_2020\\_news.html](https://www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2020/20200228_deutschlandwetter_winter2019_2020_news.html)

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.

### 3 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 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) 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 im ähnlichen Maße wie im Vorjahr kontrahieren, lediglich für den Januar 2021 hat sich die Leistung bei NCG leicht erhöht. Die kontrahierten LTO dienen als Vorsorge bei möglichen Extremsituationen und werden zusammen mit STB als letztes marktbasierendes Mittel zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität eingesetzt.

Die von den MGV für die Monate Januar bis März 2021 ausgeschriebenene Bedarfe an LTO sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

**Tabelle 1 – Bedarf an LTO für Januar bis März 2021**

	NCG	GASPOOL
Januar 2021	4.244 MWh/h	1.300 MWh/h
Februar 2021	11.880 MWh/h	2.300 MWh/h
März 2021	11.880 MWh/h	2.300 MWh/h

Quelle: NCG/GASPOOL

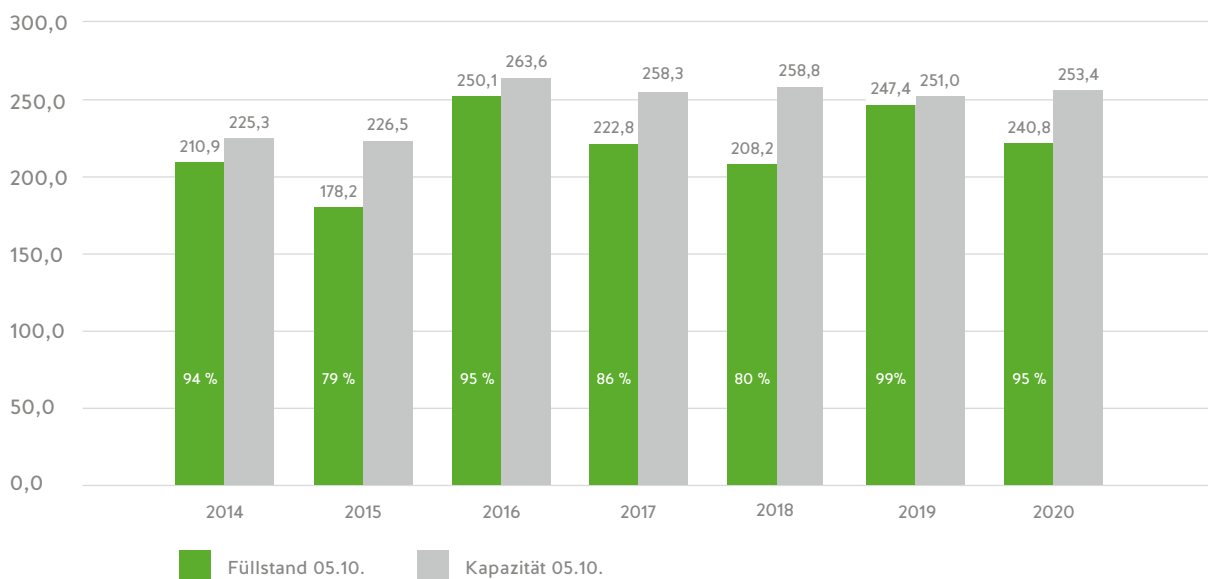
## 4 SPEICHERANALYSE

Gegenüber dem Vorjahr hat sich das technisch verfügbare Speichervolumen leicht erhöht. Die in Deutschland eingespeicherte Erdgasmenge bewegt sich erneut im Bereich der Höchststände der Jahre 2016 und 2019. Innerhalb Deutschlands sind in den verschiedenen Netzregionen der noch bestehenden beiden Marktgebiete keine größeren Unterschiede bezüglich des Füllstands erkennbar.

Nach hohen Füllständen im Oktober des Vorjahres ist diese Entwicklung wiederholt in den meisten anderen europäischen Ländern in ähnlicher Form zu beobachten, wie der Veröffentlichung der Speicherfüllstände auf der Transparenzplattform der Aggregated Gas Storage Inventory (AGSI+) entnommen werden kann.

Wie in den vergangenen Jahren, werden die FNB im Laufe des Winters 2020/2021 die Entwicklung der Speicherfüllstände beobachten, da trotz der guten Ausgangsbedingungen dennoch durch frühzeitige hohe Auspeichermengen Engpassituationen im weiteren Verlauf des Winters auftreten könnten.

Abbildung 4 - Speicherfüllstand Deutschland in TWh



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

## 5 BESONDERHEITEN SÜDDEUTSCHLAND

Nach wie vor verzeichnet Süddeutschland eine weiter steigende Nachfrage nach Erdgas. Für das kommende Jahr bestätigte sich das sehr hohe Niveau des Kapazitätsbedarfs der VNB. Darüber hinaus zeigen die Prognosen auch für die kommenden Jahre einen stetigen Anstieg des Kapazitätsbedarfs. Weitere Nachfrage zeichnet sich u.a. durch Kraftwerksbetreiber ab, die im Rahmen des Kohleausstiegs auf Gas umstellen. Erste Anfragen dazu liegen bereits vor.

Diesen Herausforderungen stellen sich die FNB bei weiterhin angespannter Bedarfssituation im Südwesten und unter Berücksichtigung des andauernden Ausfalls der TENP I. Mit einer deutlichen Entlastung, insbesondere in Baden-Württemberg, kann erst nach der Komplementierung von Netzausbaumaßnahmen gerechnet werden.

Alle beteiligten FNB arbeiten an einer Lösung für das TENP-System, das weiterhin nur eingeschränkt nutzbar ist. Die Wiederherstellung des Leitungssystems soll Ende 2024 abgeschlossen sein. Entsprechend müssen in Baden-Württemberg auch für 2021 Lastflusszusagen in Form von Abschaltungen (LiFA) in nachgelagerten Netzen zur Reduzierung der Ausspeisung sowie Lastflusszusagen (LFZ) kontrahiert werden.

Mit LFZ-Ausschreibungen für das erste Quartal 2021 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. Neben der Ausschreibung von LFZ wurde das temporäre Kapazitätsprodukt LiFA erneut für das Kalenderjahr 2021 ausgeschrieben und kontrahiert.

## 6 AUSBAU EUGAL

Die EUGAL besteht aus zwei Leitungssträngen. Der erste Strang ist bereits seit Anfang 2020 in Betrieb und transportiert Erdgas, der zweite Strang soll Ende des Jahres 2020 fertiggestellt werden.

Die Nutzung der EUGAL ist unabhängig von bestimmten Quellen. Sie ist eingebettet in das deutsche und europäische Fernleitungsnetz und kann durch die Verbindungen zu bestehenden Leitungen Gas aus unterschiedlichen Quellen weiter transportieren. So ist sie mit den Ferngasleitungen NEL, FGL 306 und mit der JAGAL verbunden und künftig mit dem tschechischen Transportsystem und mit der Nord Stream 2 nach deren Fertigstellung.

Die technischen Verlegearbeiten für den zweiten Strang der EUGAL sind abgeschlossen. Dieser durchläuft in den nächsten Monaten noch verschiedenste Tests und Überprüfungen und soll dann in 2021 den Gastransport aufnehmen.

Ein weiterer Baustein ist die Fertigstellung der Verdichterstation Radeland 2 in Baruth/Mark Anfang 2021 – etwa in der Mitte der rund 480 Kilometer langen Pipeline. Diese dient dazu, den Druck für den weiteren Transport wieder zu erhöhen.

Nach ihrer Fertigstellung wird die EUGAL eine Transportkapazität von bis zu 55 Bcm Erdgas pro Jahr besitzen.

## 7 NORD STREAM 2

Die Verzögerungen bei der Fertigstellung der Leitung Nord Stream 2 führen zu einer bilanziellen Unterdeckung gegenüber dem im Entwurf des NEP 2020–2030 angenommenen Angebot an Leistung für den Spitzenlastfall eines sehr kalten Winters.

Die FNB gehen davon aus, dass durch Verlagerungen von Gasmengen durch die Netznutzer trotz dieser bilanziell fehlenden Leistung alle Ausspeisepunkte im kommenden Winter bedient werden können.

## 8 KRISENVORSORGE COVID-19-PANDEMIE

Die FNB haben die mit der COVID-19-Pandemie verbundenen Herausforderungen bisher gemeistert. Wesentliche Erfolgsfaktoren waren die gute Vorbereitung der Unternehmen auf Krisensituationen sowie eine enge Kooperation untereinander und mit den Behörden. Neben Vorsorgemaßnahmen zum Schutz der Belegschaft liegt der Fokus dabei insbesondere auf der Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Nach sinkenden Fallzahlen über die Sommermonate zeigt die sich aktuell wieder verschlechternde Entwicklung der Pandemie, dass auch im kommenden Winter die Aufrechterhaltung der wesentlichen Vorsorgemaßnahmen bei allen FNB elementar ist, um die erfolgreiche Arbeit trotz der jeweils geltenden Einschränkungen fortzusetzen. Die Gefährdungslage wird auch weiterhin regelmäßig analysiert und identifizierte Verbesserungspotenziale werden strukturiert im engen Austausch untereinander und auch mit den Behörden weiterverfolgt, um auch bei einer möglichen Eskalation der Lage reibungslos agieren zu können. Vor diesem Hintergrund sehen die FNB die Versorgungslage auch im Winter 2020/2021 als gesichert an.

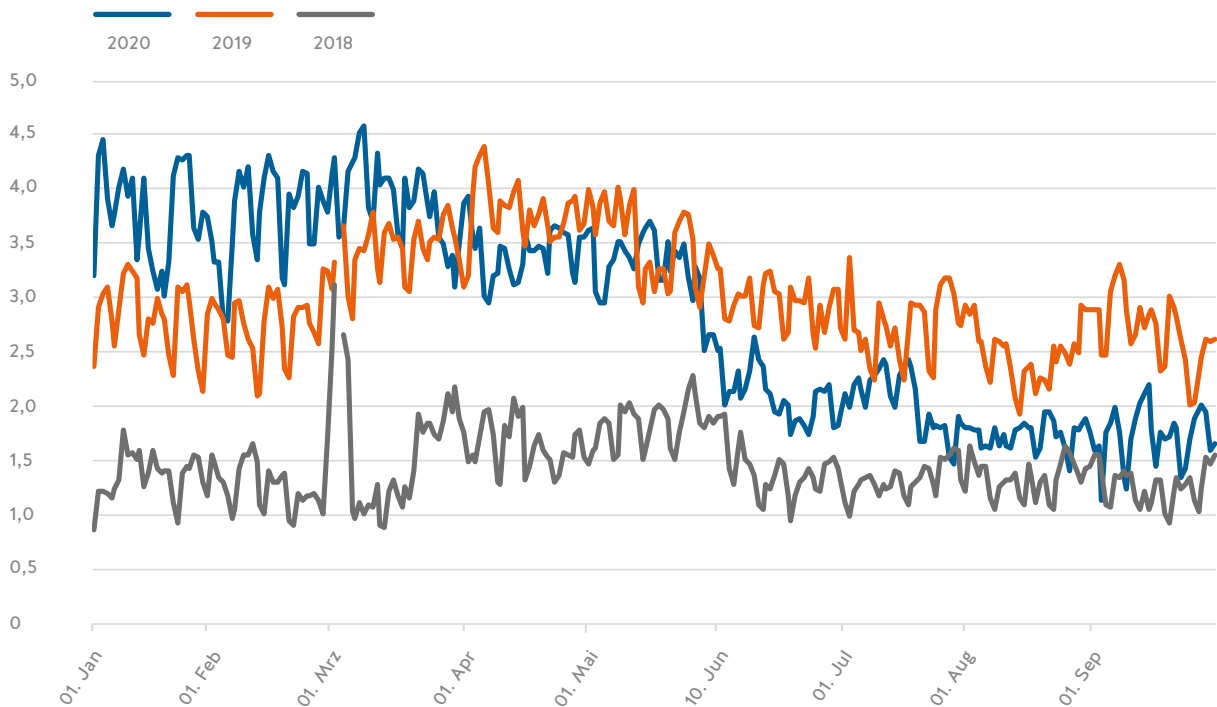


## 9 LNG IN EUROPA

Gemäß des Annual Reports 2020 der International Group of Liquefied Natural Gas Importers (GIIGNL) sind die LNG-Importe im Jahr 2019 weltweit auf 354,7 Million Tonnen (MT) ( $\approx$  4824 TWh) gestiegen. Das ist eine Zunahme von 40,9 MT ( $\approx$ 556 TWh) bzw. um 13 Prozent im Vergleich zum Vorjahr und damit die höchste Wachstumsrate seit 2010. Europa hat hierbei mit einem Anstieg von 37 MT ( $\approx$  503 TWh) an LNG-Importen im Vergleich zu 2018 ganze 90 Prozent des globalen Wachstums im vergangenen Jahr ausgemacht.<sup>2</sup>

Die Rekordmengen haben in Europa bis zum Ende des diesjährigen Winters angehalten. So wurde laut der Daten der European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSO) Transparency Platform (TP) im November das Allzeithoch von 126,6 TWh erreicht. In den darauffolgenden Monaten sind die Importe bis in den März mit 120,6 TWh auf einem ähnlich hohen Niveau geblieben. Ab April sanken die Importe wieder und fielen sogar unter die monatliche Menge des Rekordjahrs 2019. Damit wurde das stetige Wachstum der Importe des LNG in Europa zum ersten Mal seit Jahren gebrochen. Die LNG-Importe blieben bis Ende September aber fast durchgehend auf einem höheren Niveau als im Jahr 2018.

**Abbildung 5 - Jahresvergleich LNG - Importe nach Europa in TWh/d (Zeitraum 01.01.-27.09.)**



Quelle: ENTSOG Transparency Platform, eigene Darstellung

Die Zahlen spiegeln sich auch auf dem US-amerikanischen LNG-Markt wider. Nachdem die USA 2019 zum drittgrößten LNG-Exporteur nach Qatar und Australien aufgestiegen waren, wurden gemäß der U.S. Energy Information Administration (EIA) in den USA in den ersten drei Monaten dieses Jahres weiterhin Rekordmengen von durchschnittlich 2,3 Terrawattstunden pro Tag (TWh/d) LNG exportiert. Anschließend sind auch

<sup>2</sup> GIIGNL Annual Report 2020

in den USA im April die LNG-Exporte gesunken und beliefen sich im Juli auf durchschnittlich nur noch 0,9 TWh/d.<sup>3</sup> Dabei wurden schätzungsweise mehr als 70 LNG-Tanker im Juni und Juli und über 40 Tanker im August in den USA gestrichen. Zum Vergleich haben noch 74 LNG-Tanker die USA im Januar verlassen.<sup>4</sup>

Der Rückgang der Exporte lässt sich auch weltweit verzeichnen. Der milde Winter, die hohen Speicherfüllstände in Europa aber auch die Maßnahmen zur Eindämmung der COVID-19-Pandemie haben den Bedarf an Gas sinken lassen. Diese Umstände, kombiniert mit dem Überangebot an LNG haben zu sehr niedrigen Gaspreisen Ende Mai geführt und haben die Rentabilität der LNG-Exporte sinken lassen. Zeitweise konnten nicht einmal die Selbstkosten der Exporte getragen werden.

Für den kommenden Winter 2020/2021 ist zunächst wieder eine leichte Erhöhung der LNG-Importe in Europa zu erwarten. Zum einen machen die seit einigen Wochen steigenden Gaspreise den Transport wieder rentabler. Zum anderen hat sich in den vergangenen Jahren der asiatische LNG-Spot-Preis den europäischen Preisen immer weiter angenähert. Dadurch entfällt das Premium für die Lieferung nach Asien, was die Exporte vor allem aus den USA und Russland aufgrund der geografischen Lage der LNG-Terminals profitabel macht. Des Weiteren sprechen die neu ausgebauten Kapazitäten der Verflüssigungsanlagenbetreiber in den vergangenen Jahren für einen Anstieg. Es ist jedoch eher unwahrscheinlich, dass die Importe zu den europäischen Regasifizierungsanlagen die Rekordmengen vom Winter 2019/2020 übertreffen werden, da die Wirtschaft von der COVID-19-Pandemie immer noch beeinträchtigt und der Gasmarkt in Europa mit den hohen Speicherfüllständen bereits gut versorgt ist.

---

<sup>3</sup> U.S. Energy Information Administration 2020: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45116>

<sup>4</sup> U.S. Energy Information Administration 2020: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44196#>

## Quellenverzeichnis

- AGSI+
- DWD
- ENTSOG
- GASPOOL
- GIIGNL Annual Report 2020
- OGE
- NCG
- EIA

## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1	Speicherfüllstände 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	Jahresvergleich LNG-Importe nach Europa in TWh/d (Zeitraum 01.01.–27.09.)
Tabelle 1	Bedarf an LTO für Januar bis März 2021

## Impressum

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

Telefon +49 30 921 023 50  
Telefax +49 30 921 023 543  
E-Mail [info@fnb-gas.de](mailto: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.