



WINTERRÜCKBLICK 2018/2019
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

INHALT

Vorwort

1	Beschreibung des Winters 2018/2019	5
1.1	Vergleich zu den Vorjahren	5
1.2	Gasverbrauch in Deutschland	5
1.3	Gasimporte und -exporte für Deutschland	7
1.4	Entwicklung der Speicherfüllstände	8
1.5	Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten	9
1.6	Regelenergieeinsatz	10
2	Auswirkungen auf die Marktgebiete und Fernleitungsnetze	11
2.1	Besonderheiten L-Gas	11
2.2	Süddeutschland TENP	13
3	LÜKEX	14
4	Kernaussagen und Empfehlungen	15

Quellenverzeichnis

Abbildungen und Tabellen

Impressum

Abkürzungsverzeichnis

bcm/a	Milliarden Kubikmeter pro Jahr (Billion Cubic Meters per annum)
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
btu	British thermal unit
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
EnSiG	Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESPGazEX-Index	Electronic Sales Platform Gaz European Index
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GÜP	Grenzübergangspunkt
GSE	Gas Storage Europe
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
Kd	Einheit des Gradtages (Kelvin day)
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LiFA	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LTO	Long Term Options
LÜKEX	länderübergreifende Krisenmanagementübung/Exercise (Übungskonzept, mit dem das nationale Krisenmanagement in Deutschland auf strategischer Ebene seit 2004 regelmäßig überprüft und optimiert wird)
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NBP	National Balancing Point
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
RLM	Registrierte Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
SNA	Sling North Asia Preisindex
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
TWh	Terawattstunde
VHP	Virtueller Handelspunkt
VSV	Versorgungssicherheitsvarianten

VORWORT



Ralph Bahke,
Vorstandsvorsitzender

Liebe Leserin, lieber Leser,

der Winter 2018/2019 lässt sich aus gaswirtschaftlicher Sicht mit einem Wort beschreiben: entspannt. Die Temperaturen lagen durchgehend oberhalb der langjährigen Tagesmitteltemperaturen. Kälteeinbrüche, wie in den beiden vorhergehenden Winterperioden, blieben aus. Die länderübergreifende Krisenmanagementübung (LÜKEX) im November 2018 bewies, dass die implementierten Prozesse für eine Krisenbewältigung funktionieren. Unser diesjähriger Winterrückblick analysiert die gaswirtschaftlichen Facetten der vergangenen Monate im Detail. Trotz des vergangenen, milden Winters ist eines klar: Es kann auch wieder anders kommen. Wir, die für die Versorgungssicherheit verantwortlichen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB), werden daher auch weiterhin alles dafür tun, die Gasversorgung selbst bei großer Kälte jederzeit sicherzustellen. Denn unser hoher Standard für eine gesicherte Gasversorgung ist eine wesentliche Voraussetzung dafür, dass Gas und die Gasinfrastruktur ihre wichtigen Aufgaben für die Energiewende in Deutschland erfüllen können.

Ihr

Ralph Bahke,
Vorstandsvorsitzender

1 BESCHREIBUNG DES WINTERS 2018/2019

1.1 VERGLEICH ZU DEN VORJAHREN

Im Gegensatz zu den vergangenen beiden Wintern gab es im Winter 2018/2019 keinen Monat, in dem das langjährige Mittel der Heizgradtage, das heißt des durchschnittlichen Wärmebedarfs, überschritten wurde. Kälteperioden mit erhöhter Gasnachfrage sind ausgeblieben.

Abbildung 1 - Heizgradtage im Winter 2018/2019 (Wärmebedarf)



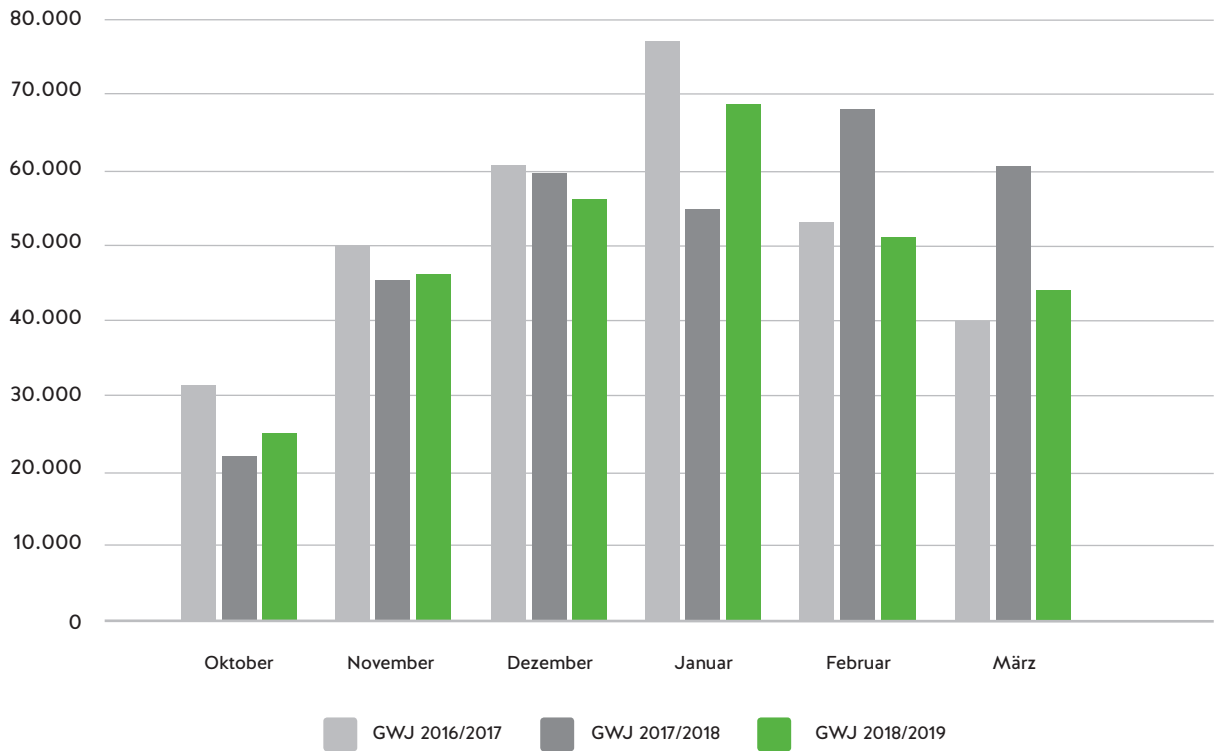
Quelle: Station Nürnberg, Deutscher Wetterdienst (DWD)

1.2 GASVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND

Der Bedarf an Gas für Haushaltskunden und industrielle Endverbraucher lag im Winter 2018/2019 nahe am Durchschnittsverbrauch der letzten Winterperioden. Im Vergleich zu den beiden letzten Winterperioden mit zum Teil deutlich höheren Verbräuchen stellt dies ein niedrigeres Niveau dar.

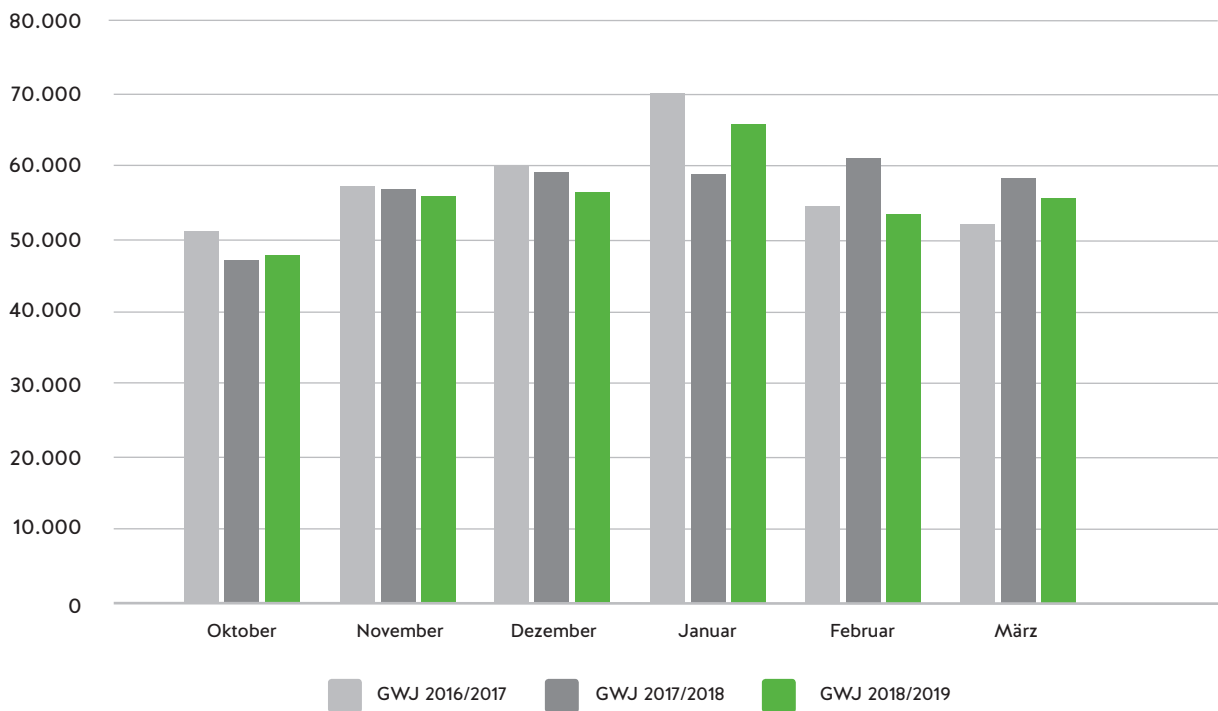
Nachfolgend wird der Gasbedarf der letzten drei Winterperioden pro Monat im Vergleich dargestellt. Unterschieden wird hierbei zwischen den Bedarfen privater Haushalte und Kleingewerben (basierend auf Standardlastprofilen [SLP], Abbildung 2) sowie größeren gewerblichen Verbrauchern mit gemessenen Lasten (gemäß registrierter Leistungsmessung [RLM], Abbildung 3).

Abbildung 2 - Kumulierte SLP-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh



Quelle: GASPOOL/NCG

Abbildung 3 - Kumulierte RLM-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh

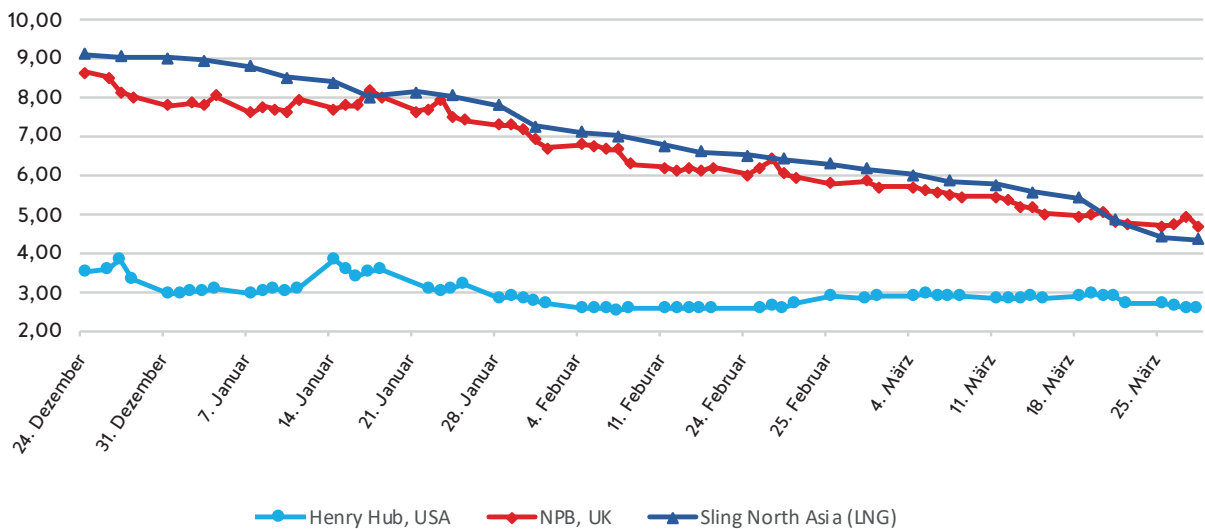


Quelle: GASPOOL/NCG

1.3 GASIMPORTE UND -EXPORTE FÜR DEUTSCHLAND

Im Winter 2018/2019 gingen die Nettoexporte von H-Gas aus Deutschland in die angrenzenden westlichen Nachbarländer Belgien, Frankreich und die Niederlande auf 103 TWh (-34 Prozent) im Vergleich zu 157 TWh im vorherigen Winter zurück. Während sich die Nettoexporte nach Belgien und Frankreich halbierten, blieb der H-Gasfluß in die Niederlande auf annähernd gleichem Niveau¹. Diese Tendenz entlastete das deutsche Gasnetz. Gleichzeitig stiegen in diesen angrenzenden Ländern die H-Gas-Importe in Form von Flüssigerdgas (LNG) von 51 TWh auf 175 TWh (+224 Prozent)² in den betrachteten Wintermonaten. In Frankreich wurde die höchste LNG-Importrate seit 7 Jahren³ erreicht.

Abbildung 4 - Preisvergleich Erdgas zu LNG in US-Dollar pro Millionen British thermal units (btu)



Quelle: Skolkovo Institute, Moskau

Der Anstieg der LNG-Importe war durch zwei zusammentreffende Faktoren bedingt. Dank einer geringen Nachfrage in Asien haben sich die europäischen und asiatischen Preise angenähert (siehe Vergleich National Balancing Point [NBP] und Sling North Asia [SNA] in Abbildung 4), sodass für geografisch näher an Europa gelegene LNG-Quellen der Transport dorthin günstiger war. Diese Situation traf auf höhere Preise für russisches Pipelinegas, das teilweise einer Ölpreisbindung unterliegt und mit einem Zeitversatz den hohen Ölpreis der Monate September bis November 2018 widerspiegelt. Nichtsdestotrotz hat Deutschland auch in diesem Winter große Mengen russischen Gases importiert, dessen kurzfristig gehandelter Anteil seit diesem Winter erstmalig in Form des ESPGazEX-Index der elektronischen Handelsplattform der Gazprom Export notiert wird.

Ein weiterer Grund für die geringen Exporte in Richtung Frankreich liegt in der höheren Entnahme von Gas aus den französischen Speichern. Der Speicherfüllstand betrug in Frankreich Ende März 26 Prozent, während dieser in Deutschland 52 Prozent betrug. Dies kann in Zusammenhang mit einem geänderten Marktdesign des Speichermarktes in Frankreich stehen, da die Speicher seit dem Winter 2018/2019 unter die Kostenregulierung fallen. Ob dies zukünftig Auswirkungen auf den deutschen Speichermarkt haben wird, können die FNB derzeit nicht prognostizieren.

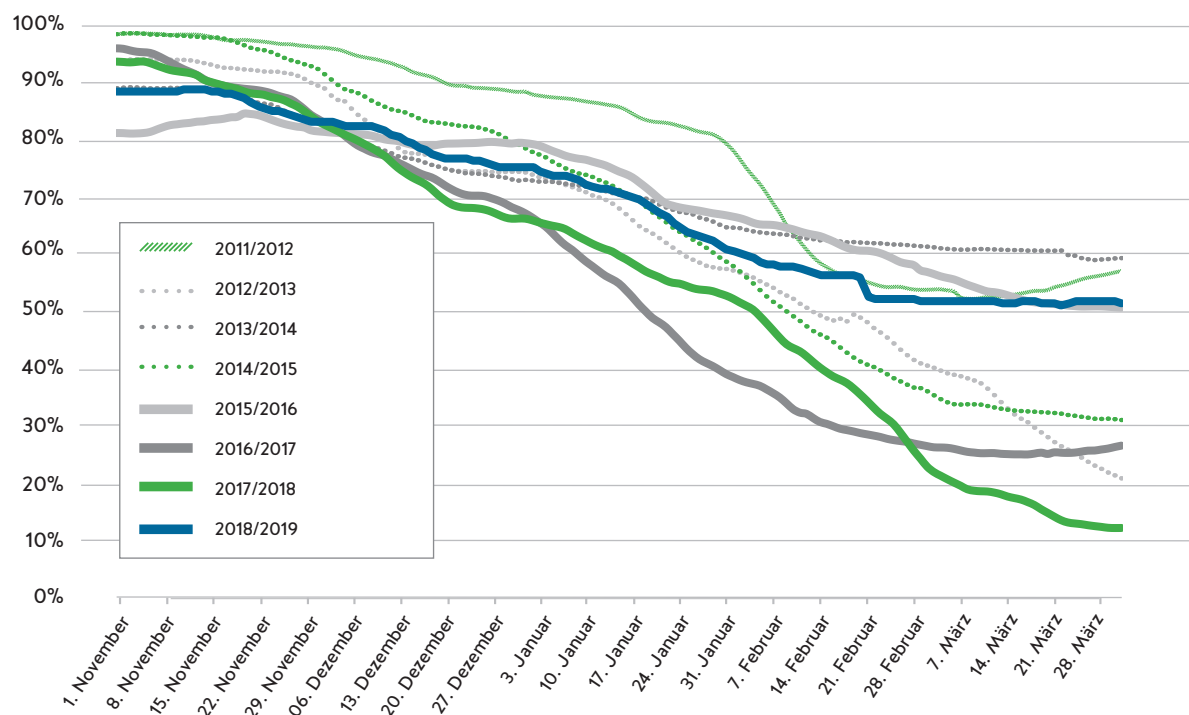
Weder beim Import noch beim Export von Gas waren somit im vergangenen Winter angespannte Situationen in Deutschland zu beobachten.

¹ Quelle: Transparency Platform, ENTSOG
² Quelle: Transparency Platform, ENTSOG
³ Quelle: GRTgaz

1.4 ENTWICKLUNG DER SPEICHERFÜLLSTÄNDE

Die Speichernutzung innerhalb der deutschen Marktgebiete war im Winter 2018/2019 insgesamt im Vergleich zu den Vorjahren relativ gering, sodass jederzeit eine ausreichende Einspeiseleistung aus Speichern in die Netze zur Verfügung stand. Im Folgenden wird auf die einzelnen Marktgebiete und Gasqualitäten näher eingegangen.

Abbildung 5 – Durchschnittliche Füllstände der deutschen Speicher



Quelle: Speichermonitoring auf Basis der Daten der GSE-Transparenzplattform

SPEICHERNUTZUNG IM MARKTGEBIET DER GASPOOL BALANCING SERVICES GMBH (GASPOOL)

Die H-Gas-Speicher im GASPOOL-Marktgebiet wurden analog zum Vorjahr noch bis Anfang November 2018 befüllt. Im Maximum wurden über alle Speicher hinweg circa 90 Prozent Füllstand erreicht, was ebenfalls mit dem Vorjahr vergleichbar ist. Die Ausspeicherphase hatte wegen der für diese Zeit vergleichsweise hohen Temperaturen im November 2018 moderat begonnen und stieg bis Ende Januar 2019 stetig an. Dabei wurde die Inanspruchnahme der maximalen Ausspeicherleistung nicht erreicht. Bereits ab Ende Januar 2019 ging die Ausspeicherrate deutlich zurück und Mitte Februar 2019 kam es sogar schon zu vereinzelt Einspeicherungen, welche mit Beginn des März 2019 an Intensität zunahmten. Zum Ende des Winters 2018/2019 sind die H-Gas-Speicher im GASPOOL-Marktgebiet weit von den historischen Tiefstständen zum Ende des Vorwinters entfernt. Einige Speicher, wie beispielsweise die Untergroundspeicher UGS Harsefeld und UGS Kraak, erreichten Ende März bereits wieder Speicherfüllstände von über 70 Prozent.

Die L-Gas-Speicherfüllstände im GASPOOL-Marktgebiet haben sich in der Zeit von Oktober bis Anfang Dezember des Winters 2018/2019 vergleichbar zum Vorjahr entwickelt. Die Anfang Dezember zu erwartende Verstärkung der Auslagerung blieb jedoch aus, sodass die Füllstände ab Mitte Dezember deutlich oberhalb derjenigen der Vorjahre lagen. Für Anfang März 2019 liegt der Füllstand mit 50 Prozent weit oberhalb der im Durchschnitt für diesen Zeitpunkt zu erwartenden 25 Prozent.

SPEICHERNUTZUNG IM MARKTGEBIET DER NETCONNECT GERMANY GMBH & CO.KG (NCG)

Zu Beginn des Winters waren die Speicher im Süden des NCG-Marktgebiets und in der L-Gas-Zone etwas geringer gefüllt als im Durchschnitt der Vorjahre. Die Speicherfüllstände im Norden waren hingegen durchschnittlich.

Die Ausspeichersaison begann ab Mitte November und damit zu einem ähnlichen Zeitpunkt wie in den Vorjahren. Insbesondere in der Regelenergiezone Süd der NCG waren bis Mitte Januar mittlere bis hohe Ausspeicherraten zu verzeichnen. Ab diesem Zeitpunkt gingen die Ausspeicherraten deutlich zurück und ab Mitte Februar setzten bereits wieder Einlagerungen ein.

Im L-Gas fand insgesamt nur eine sehr geringe Nutzung der Speicher statt. Außer in einem kurzen Abschnitt im Januar waren kaum Speicherbewegungen festzustellen.

Die Speicher wurden während des gesamten Winterzeitraums nur soweit entleert, dass jederzeit ausreichende Ausspeicherleistungen auch für eine mögliche länger andauernde Kältephase zur Verfügung standen.

1.5 VORSORGE DURCH DIE KONTRAHIERUNG VON LANGFRISTIGEN REGELENERGIEPRODUKTEN

Zur weiteren Steigerung der Gasversorgungssicherheit wurden im November 2018 erneut langfristige Regelenergieausschreibungen für den Zeitraum Januar bis März 2019 durchgeführt. Regelenergieanbieter konnten Optionsprodukte – sogenannte Long Term Options (LTO) – mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis anbieten. Die LTO dienen den FNB und Marktgebietsverantwortlichen (MGV) zur Absicherung gegen eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelenergieprodukten auf dem Kurzfristmarkt in außergewöhnlichen Regelenergiebedarfssituationen.

Das vormals eigenständige Demand-Side-Management-Produkt (DSM-Produkt) wurde in Abstimmung mit dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) und der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) mit Wirkung zum 1. Januar 2018 mit dem LTO-Produkt verschmolzen und ist in diesem Zuge als eigenständiges Regelenergieprodukt entfallen. Für das neue LTO-Gesamtprodukt können somit Angebote für eine Leistungsvorhaltung innerhalb einer Regelenergiezone abgegeben werden, die im Falle eines Abrufs an allen nominierbaren Ein- und Ausspeisepunkten sowie an RLM-Ausspeisepunkten der jeweiligen Regelenergiezone erfüllt werden können.

Um die Bereitschaft und operative Möglichkeit zur Teilnahme am Regelenergiemarkt für industrielle Endverbraucher zu erhöhen, wurde zudem die Anzahl der möglichen Abruftage innerhalb eines Vorhaltezeitraums beschränkt, die Losgröße variabel ausgestaltet (ab 10 MW in 1 MW-Schritten anpassbar) und die Möglichkeit zum „Pooling“ verschiedener Flexibilitätsquellen gegeben. Somit ist der Markt für diese Vorhalteprodukte auch für solche industriellen Letztverbraucher geöffnet, deren Anschluss nicht nur im Fernleitungsnetz, sondern auch im nachgelagerten Gasnetz (Ausspeisenetz) liegt.

Gegenüber den Regelenergieanbietern wurde für die LTO ausgeschlossen, die Vorhaltepflcht an den Grenzübergangspunkt (GÜP) zu den Niederlanden zu leisten, da die MGV aufgrund ihrer eigenen Title-Transfer-Facility-Regelenergiebeschaffungsmöglichkeiten (TTF-Regelenergiebeschaffungsmöglichkeiten) selbst die Auslastung dieser GÜP beeinflussen können. Darüber hinaus können LTO-Regelenergieanbieter im L-Gas die entsprechende Leistung ausschließlich an Speicheranschlusspunkten oder an RLM-Ausspeisepunkten vorhalten, wodurch die Qualität der Vorsorgeleistung in diesem Netzgebiet deutlich gesteigert wurde.

Wie bereits in den vergangenen Jahren, wurde der Bedarf nach LTO für die Winterperiode mit dem BMWi und der BNetzA abgestimmt und anschließend durch die MGV ausgeschrieben. Dabei betrug die für 2019 abzusichernde Leistung im NCG-Marktgebiet im Monat Januar 3,6 GWh/h und in den Monaten Februar/März 11,9 GWh/h sowie im Marktgebiet GASPOOL im Monat Januar 1,4 GWh/h und in den Monaten Februar/März 2,3 GWh/h. Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO in diesem Zeitraum beliefen sich im Marktgebiet NCG auf circa 15,2 Millionen Euro sowie im Marktgebiet GASPOOL auf circa 11,2 Millionen Euro. Für NCG stellen diese Kosten eine Steigerung um fast 50 Prozent gegenüber dem Vorjahr dar, bei gleichzeitig leicht gesunkenem Kontrahierungsvolumen. Die für GASPOOL entstandenen Kosten sind damit mehr als 6-mal so hoch wie im Vorjahr, bei allerdings gleichzeitigem Anstieg des Kontrahierungsvolumens um 50 Prozent.

Die im Abruffall zusätzlich zu zahlenden Arbeitspreise beliefen sich im Durchschnitt auf etwa 25,30 EUR/MWh im Marktgebiet NCG sowie auf circa 34,40 EUR/MWh im Marktgebiet GASPOOL. Beide Durchschnittspreise stellen eine deutliche Steigerung gegenüber dem Vorjahr dar (NCG 20,15 EUR/MWh beziehungsweise GASPOOL 22,30 EUR/MWh).

Da die MGV keine Möglichkeit haben, anhand der abgegebenen Angebote zu erkennen, ob diese in Form von Einspeisungen oder Lastabschaltungen erfüllt werden, ist ein Rückschluss auf die Anteile von DSM im LTO-Produkt nicht möglich.

Außer im Rahmen von Testabrufen mussten die kontrahierten LTO im Winter 2018/2019 nicht in Anspruch genommen werden.

1.6 REGELENERGIEEINSATZ

Die nachfolgenden Tabellen stellen den Einsatz externer Regelenergie in den beiden deutschen Marktgebieten im Zeitraum 1. Oktober 2018 bis 31. März 2019 dar.

Aggregiert über beide Marktgebiete wurden zwischen dem 1. Oktober 2018 und dem 31. März 2019 insgesamt Regelenergieeinkäufe mit einem Volumen von etwa 30 TWh getätigt, demgegenüber stehen Verkäufe in Höhe von etwa 20 TWh. Diese resultierten in Ausgaben für Regelenergieeinkäufe in Höhe von rund 725 Millionen EUR sowie Einnahmen aus Regelenergieverkäufen in Höhe von rund 430 Millionen EUR.

In beiden Marktgebieten ist die gesamtbeschäftigte Menge an Regelenergie im Vergleich zur vorjährigen Winterperiode gesunken – im GASPOOL-Marktgebiet stark (auf circa die Hälfte); im NCG-Marktgebiet leicht (um circa 10 Prozent). Im Wesentlichen ist dies auf die im Vergleich zum letzten Winter ausbleibende extreme Kälteperiode sowie die im GASPOOL-Marktgebiet stark gesunkene Konvertierung (von H-Gas zu L-Gas) zurückzuführen.

Tabelle 1 – Regelenergieeinsatz im Marktgebiet GASPOOL

	GASPOOL H-Gas		GASPOOL L-Gas		GASPOOL über TTF		Gesamt	
	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]
Buy	1.761	45.786	1.580	36.286	4.742	104.354	8.084	186.335
Sell	3.017	59.648	393	8.675	57	1.167	3.467	69.490

Quelle: GASPOOL

Tabelle 2 – Regelenergieeinsatz im Marktgebiet NCG

	NCG H-Gas		NCG L-Gas		NCG über TTF		Gesamt	
	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]	Menge [GWh]	Betrag [TEUR]
Buy	9.353	219.673	13.686	320.261	0	0	23.039	539.934
Sell	12.769	266.247	4.772	95.552	0	0	17.541	361.800

Quelle: NCG

2 AUSWIRKUNGEN AUF DIE MARKTGEBIETE UND FERNLEITUNGSNETZE

2.1 BESONDERHEITEN L-GAS

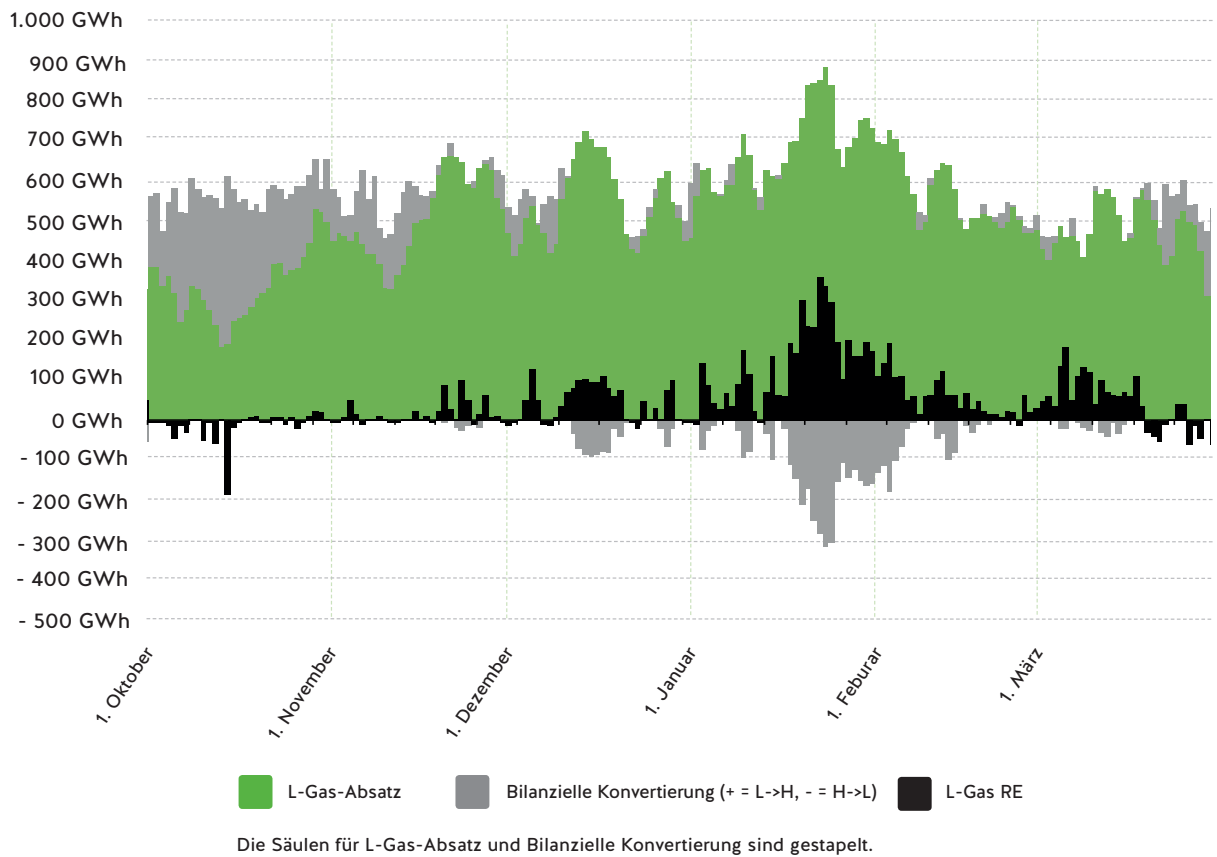
Aufgrund der seit 2011 in der Region Groningen vermehrt registrierten Erdbeben wurde die Erdgasproduktion, in der die Ursache der Erdbeben vermutet wird, mit der niederländischen Regierungsentscheidung vom 23. September 2016 für die nächsten fünf Jahre auf einen Wert von 24 bcm/a (Billion cubic metres per annum) beschränkt. Am 8. Januar 2018 kam es in der Region Groningen zu einem Erdbeben der Stärke 3,4 auf der Richterskala – dem stärksten Beben in den Niederlanden seit 2012. Am 29. März 2018 wurde bekannt, dass die Förderung im Groningenfeld beendet werden soll. Erster Schritt hierbei ist die Reduzierung des Förderolumens auf unter 12 bcm/a zum Oktober 2022 beziehungsweise wenn möglich zum Oktober 2021. In den Folgejahren soll die Förderung schrittweise eingestellt werden.

Der Förderbeschluss vom 14. November 2018 sieht für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2018/2019 eine Produktion in Höhe von 19,4 bcm/a vor. Im Winter 2018/2019 wurden Importe aus den Niederlanden weder gekürzt noch unterbrochen, noch gab es andere Restriktionen für die Beschaffung von Gas am niederländischen Handelsplatz TTF. Somit konnten die MGV für die Einkäufe von L-Gas-Regelenergie neben den deutschen Handelsplätzen GASPOOL-VHP und NCG-VHP auch den TTF nutzen.

Bezogen auf das NCG-Marktgebiet mussten im Winter 2018/2019 aufgrund der Konvertierung von H-Gas zu L-Gas 10 Prozent der L-Gas-Mengen als Regelenergie gekauft werden (siehe auch Abbildung 6). An 17 Tagen lag der Anteil der mittels Regelenergie gedeckten Verbrauchsmengen bei über 25 Prozent; Spitzenwerte über 40 Prozent wurden an drei Tagen erzielt (20. und 23. Januar sowie 6. März). Bezogen auf die zu beschaffenden Mengen ragt die zweite Januarhälfte heraus, in der pro Tag durchschnittlich über 200 GWh L-Gas als Regelenergie beschafft werden musste – in der Spitze über 350 GWh am 23. Januar. Insgesamt stellt dies einen ähnlichen Verlauf wie im Vorjahr dar, der im Vergleich zur Winterperiode 2015/2016 (mit einem Gesamtanteil von 25 Prozent und Spitzenwerten von circa 90 Prozent, beziehungsweise über 550 GWh/Tag) deutlich weniger kritisch ist.

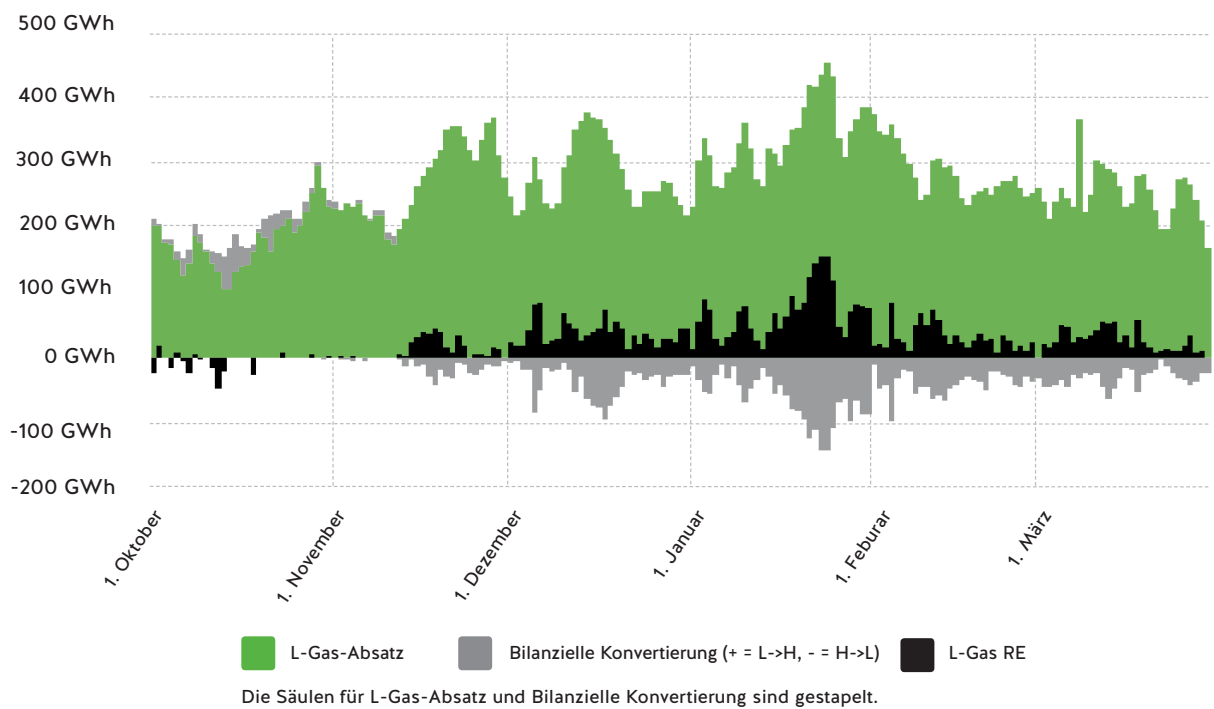
Im GASPOOL-Marktgebiet wurden im Winter 2018/2019 circa 11 Prozent der L-Gas-Mengen über Regelenergie beschafft (siehe auch Abbildung 7). Dabei lag der über Regelenergie beschaffte Anteil der Verbrauchsmengen an 10 Tagen über 25 Prozent, an 4 Tagen über 30 Prozent (6. Dezember, 22. bis 24. Januar). Im Oktober wurde L-Gas verkauft, in den Monaten November bis März wurden pro Tag saldiert durchschnittlich etwa 35 GWh beschafft. In der Spitze wurden am 23. Januar 156,7 GWh beschafft.

Abbildung 6 – Regelernergie und L-Gas-Absatz (NCG-Marktgebiet)



Quelle: NCG

Abbildung 7 – Regelernergie und L-Gas-Absatz (GASPOOL-Marktgebiet)



Quelle: GASPOOL

2.2 SÜDDEUTSCHLAND TENP

Für den Winter 2018/2019 wurden in Baden-Württemberg erneut Lastflusszusagen sowie Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) beschafft, um die Versorgungssicherheit abzusichern. Das Produkt LiFA dient der kontrollierten Kappung von Lastspitzen in Extremlastsituationen und kam entsprechend in diesem Winter nicht zum Einsatz, da diese bei moderaten Temperaturen im Südwesten nicht auftraten.

Ein Einsatz der Lastflusszusagen war primär aufgrund der weiterhin bestehenden Einschränkung der Transportkapazitäten über die Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) trotz des vergleichsweise warmen Winters bis in den März erforderlich.

Mit der Verabschiedung der finalen Fassung des Netzentwicklungsplans Gas 2018 – 2028 (NEP 2018) wurden auch die von den FNB modellierten Versorgungssicherheitsvarianten zur TENP (VSV-TENP) integraler Bestandteil des Dokuments.

Die VSV-TENP wurden in den NEP 2018 aufgenommen, um den zusätzlichen Kapazitätsbedarf der an die TENP angeschlossenen Bezugsstationen der terranets bw (in Höhe von 5,2 GWh/h) abzusichern. Die temporäre Außerbetriebsetzung der TENP-I-Leitung hat zu Verzögerungen in der Bereitstellung dieser Kapazitäten geführt.

In ihrem Änderungsverlangen zum NEP 2018 hat die BNetzA die betroffenen FNB, Open-Grid-Europe (OGE) und Fluxys TENP, mit der Umsetzung der Maßnahmen entsprechend der Variante 1 der VSV-TENP (Kapitel 8.4.2 NEP 2018) verpflichtet. Die Variante 1 sieht den Neubau zweier Abschnitte des zurzeit außer Betrieb gesetzten Leitungsstrangs TENP-I vor. Die Inbetriebnahme dieser Neubauleitungen ist für Ende 2024 geplant. Bis Ende 2021 sollen Querverbindungen in Betrieb gehen, welche die intakten Abschnitte der TENP-I mit dem zweiten Leitungsstrang TENP-II verbinden. Zur Versorgung der Schweiz und Italien stellen diese Maßnahmen eine Kapazität von 13,3 GWh/h am GÜP Wallbach Exit sicher.

3 LÜKEX

Im November 2018 fand eine länderübergreifende Krisenmanagementübung (LÜKEX 2018) mit dem Ziel statt, die strategisch-kommunikative Zusammenarbeit zwischen Behörden und Gasnetzbetreibern einerseits sowie den Einrichtungen des Bevölkerungsschutzes bei einer großflächigen Gasmangellage (hier im wesentlichen Bayern und Baden-Württemberg) andererseits zu üben.

Aus Sicht der Gasnetzbetreiber wurden insbesondere die verschiedenen Phasen einer Gasmangellage nach den gesetzlichen Vorgaben (unter anderem § 16 Energiewirtschaftsgesetz, Notfallplan Gas, Übergang zum EnSiG, Einsetzen des Bundeslastverteilers) im Zusammenwirken mit den Behörden durchgespielt. Dabei zeigte sich, dass die implementierten Prozesse im Großen und Ganzen für eine Krisenbewältigung geeignet sind und funktionieren. Verbesserungspotential wurde vor allem in der Kommunikation zwischen Behörden und FNB bei der Feststellung des Übergangs in die Notfallstufe (Erlass einer Rechtsverordnung zur Inkraftsetzung des Bundeslastverteilers nach dem Gesetz zur Sicherung der Energieversorgung [EnSiG]) identifiziert.

Weitere Verbesserungsmöglichkeiten wurden bezüglich der Regelungen des § 16 Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu den Anpassungen der Gasein- und -ausspeisungen an die Erfordernisse eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs durch die Netzbetreiber festgestellt. Insbesondere die Haftungsregelungen bei Abschaltungen von nicht geschützten Kunden und Speicheranweisungen sollten keinen Raum für Interpretationen lassen.

Andere zu behandelnde Fragestellungen sind unter anderem die Umsetzbarkeit von durch FNB angeordnete Maßnahmen, die Priorisierung bei der Reduzierung der Ausspeisungen von nicht geschützten Kunden und hier insbesondere von systemrelevanten Gaskraftwerken.

Insgesamt konnte durch die Übung die Funktion des Krisenmanagements sowohl bei den Behörden als auch in der Gaswirtschaft nachgewiesen werden. Durch eine gemeinsame Aufarbeitung der identifizierten Verbesserungspotentiale könnte die Zusammenarbeit während einer Gasmangellage zukünftig noch effektiver gestaltet werden.

4 KERNAUSSAGEN UND EMPFEHLUNGEN

Nachdem die Winterperioden 2016/2017 und 2017/2018 Kälteperioden aufwiesen, ist es in der Winterperiode 2018/2019 in keinem der Monate zu Temperaturen unterhalb der langjährigen Tagesmitteltemperaturen gekommen. Aufgrund dieser relativ hohen durchschnittlichen Temperaturen lag der Gasverbrauch auf einem relativ niedrigen Niveau.

In den Transportnetzen der deutschen FNB sind im Winter 2018/2019 keine ungeplanten technischen Netzengpässe aufgetreten. Ein Einsatz von Lastflusszusagen war langfristig geplant, um bestehende Engpässe auf dem Transportsystem dem Leitungssystem TENP abzusichern.

Die Speichernutzung war im Winter 2018/2019 im Vergleich zu den Vorjahren relativ gering, sodass jederzeit eine ausreichende Einspeiseleistung aus Speichern in die Netze zur Verfügung stand. Zum Ende der Winterperiode lagen die Speicherfüllstände insbesondere im L-Gas sehr deutlich oberhalb der sonst üblichen Füllstände zu dieser Jahreszeit. Ende März lag der durchschnittliche Füllstand der deutschen Speicher noch bei 52 Prozent.

Im Winter 2018/2019 lagen die Gasexporte aus Deutschland in die angrenzenden westlichen Nachbarländer Belgien, Frankreich und die Niederlande auf einem deutlich niedrigeren Niveau als in den letzten Jahren. Dies führte zu einer relativ geringen Belastung des Transitsystems. Hierbei kann das geänderte Marktdesign des Speichermarktes in Frankreich ein Grund sein. In Frankreich wurden die Speicher im Winter 2018/2019 deutlich stärker genutzt als in den Vorjahren. Hier lag der durchschnittliche Füllstand der Speicher Ende März bei 26 Prozent. Ein weiterer Grund sind hohe Mengen an LNG, die im Winter 2018/2019 in Westeuropa importiert wurden.

Die von GASPOOL und NCG seit dem Winter 2016/2017 getroffenen Maßnahmen zur weiteren Steigerung der Gasversorgungssicherheit wurden erneut durchgeführt. Hierbei wurden im November 2018 langfristige Regelenergieausschreibungen für den Zeitraum Januar bis März 2019 durchgeführt.

Die LÜKEX Krisenübung hat gezeigt, dass die implementierten Prozesse für eine Krisenbewältigung geeignet sind. Ein wesentliches Verbesserungspotential wurde in der Kommunikation zwischen Behörden und FNB identifiziert.

Quellenverzeichnis

- Deutscher Wetterdienst (DWD), Station Nürnberg
- GASPOOL Balancing Services GmbH
- GRTgaz
- NetConnect Germany GmbH & Co. KG
- Skolkovo Institut, Moskau
- Transparency Platform, ENTSOG
- Transparenzplattform, Gas Storage Europe (GSE)

Abbildungen und Tabellen

- Abbildung 1 Heizgradtage im Winter 2018/2019 (Wärmebedarf)
- Abbildung 2 Kumulierte SLP-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh
- Abbildung 3 Kumulierte RLM-Verbrauchsmengen von GASPOOL und NCG je Monat in GWh
- Abbildung 4 Preisvergleich Erdgas zu LNG in US-Dollar pro Millionen btu
- Abbildung 5 Durchschnittliche Füllstände der deutschen Speicher
- Abbildung 6 Regelenergie und L-Gas-Absatz (NCG-Marktgebiet)
- Abbildung 7 Regelenergie und L-Gas-Absatz (GASPOOL-Marktgebiet)

Tabelle 1 Regelenergieeinsatz im Marktgebiet GASPOOL

Tabelle 2 Regelenergieeinsatz im Marktgebiet NCG

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.