



WINTERRÜCKBLICK 2017/2018
DER DEUTSCHEN FERNLEITUNGS-
NETZBETREIBER

INHALT

Vorwort

1	Beschreibung des Winters 2017/2018	6
1.1	Vergleich zu den Vorjahren	6
1.2	Gasverbrauch in Deutschland	6
1.3	Gasimporte und -exporte für Deutschland	8
1.4	Entwicklung der Speicherfüllstände	8
1.5	Vorsorge durch die Kontrahierung von langfristigen Regelenergieprodukten	11
1.6	Regelenergieeinsatz	11
2	Auswirkungen auf die Marktgebiete und Fernleitungsnetze	13
2.1	Besonderheiten L-Gas	13
2.2	Baumgarten	15
2.3	Baden-Württemberg	16
2.4	Kältewelle Februar/März	17
3	Kernaussagen und Empfehlungen	19
3.1	Kontrahierung LTO am Speicher	19
3.2	Ausreichende Liquidität der MGV	19

Abkürzungsverzeichnis

AGSI+	Aggregated Gas Storage Inventory
AVTP	Austrian Virtual Trading Point
BKV	Bilanzkreisverantwortlicher
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CEGH	Central European Gas Hub
DSM	Demand Side Management
DWD	Deutscher Wetterdienst
ENTSOG	European Network of Transmission System Operators for Gas (Vereinigung der europäischen Fernleitungsnetzbetreiber)
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V.
GaBi Gas	Grundmodell der Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im deutschen Gasmarkt
GASPOOL-VHP	GASPOOL Virtueller Handelspunkt
GPL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GTS	Gasunie Transport Services (niederländischer Fernleitungsnetzbetreiber)
GÜP	Grenzübergangspunkt
HAG	Hungaria-Austria-Gasleitung
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
LiFa	Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
LTO	Long Term Options
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
NBP	National Balancing Point
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co KG
NCG-VHP	NCG Virtueller Handelspunkt
NEP Gas	Netzentwicklungsplan Gas
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PEG Nord	Point d'échange de gaz – Nord
PSV	Punto di Scambio Virtuale (italienischer Handelspunkt)
ReCo	Regional Coordination System for Gas
RLM	Registrierte Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofil
STB	Short Term Balancing Service

Abkürzungsverzeichnis

TAG	Trans-Austria-Gasleitung
TENP	Trans-Europa-Naturgas-Pipeline
TRS	Trading Region South
TTF	Title Transfer Facility (virtueller Handelspunkt im niederländischen Gasnetz, über den der Erdgas-Handel für die Niederlande abgewickelt wird)
VHP	Virtueller Handelspunkt
ZTP	Zeebrugge Trading Point

VORWORT



Ralph Bahke,
Vorstandsvorsitzender

Aus gaswirtschaftlicher Sicht lässt sich der Winter 2017/2018 in zwei sehr unterschiedliche Phasen einteilen. Nach eher milden Monaten war der weitere Verlauf dann ab Februar deutlich durch zwei längere Kälteperioden geprägt.

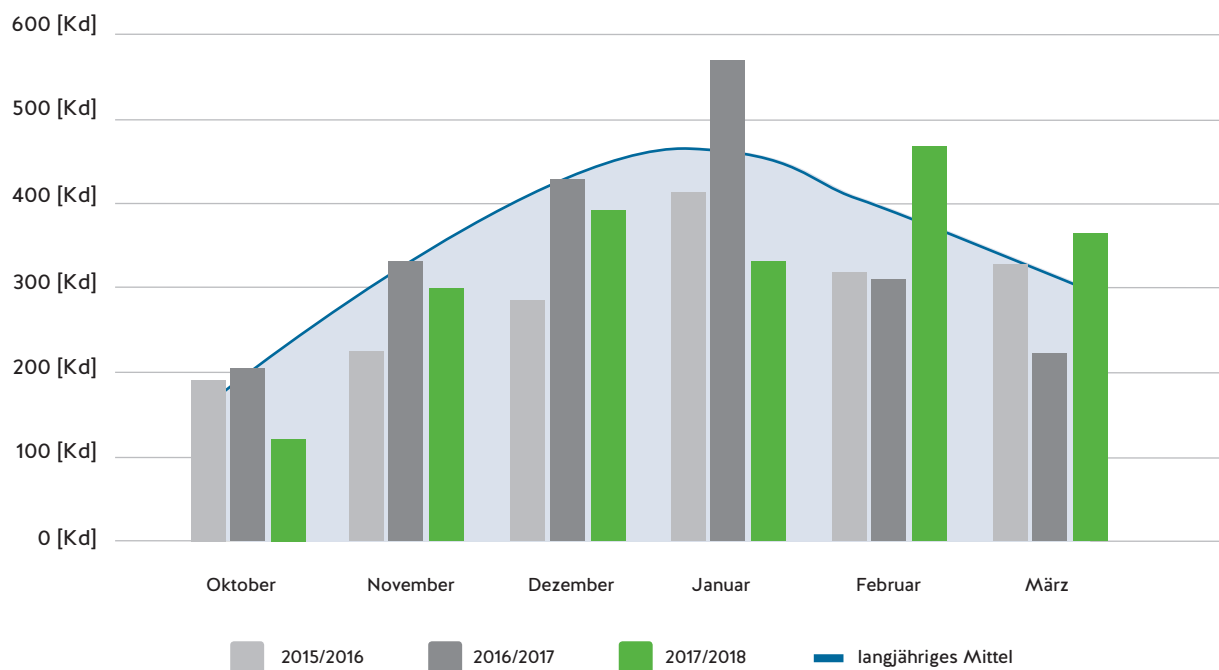
Welche besonderen Herausforderungen die letzten Monate mit sich brachten, analysieren wir mit diesem Winterrückblick, den wir Ihnen heute überreichen. Als Fernleitungsnetzbetreiber tragen wir Verantwortung für die Versorgungssicherheit. Mit dieser Publikation wollen wir Impulse für die Diskussion über die richtigen Konzepte und notwendigen Strategien für die Aufrechterhaltung des hohen Versorgungssicherheitsstandards setzen. Das bleibt Voraussetzung für die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende in Deutschland.

1 BESCHREIBUNG DES WINTERS 2017/2018

1.1 VERGLEICH ZU DEN VORJAHREN

Der vergangene Winter 2017/2018 zeigte sich zunächst mild, ab Ende Februar jedoch dann überdurchschnittlich kalt. Ein exemplarischer Vergleich der monatlichen Heizgradtage (Maß des Wärmebedarfs) an der Station Nürnberg zeigt, dass der Wärmebedarf im Februar und März 2018 signifikant über dem langjährigen Mittel lag (siehe Abbildung 1). Während im Januar 2017 (siehe Abbildung 1) eine einzige Kältewelle von circa 14 Tagen Dauer zu beobachten war, erlebte Deutschland Ende Februar bis Mitte März 2018 zwei Kältewellen, die die Erdgasversorgung herausgefordert haben.

Abbildung 1 – Heizgradtage im Winter 2017/2018



Quelle: Station Nürnberg, Deutscher Wetterdienst (DWD)

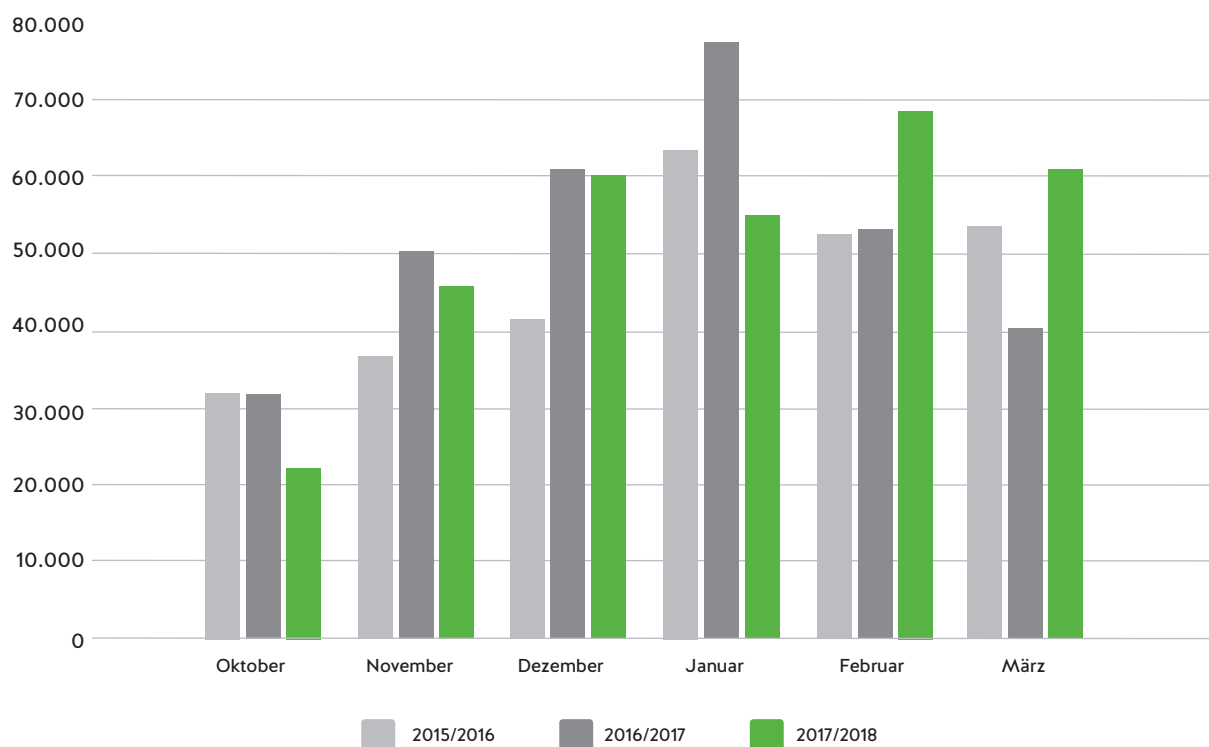
1.2 GASVERBRAUCH IN DEUTSCHLAND

Der Bedarf an Erdgas durch Haushaltskunden und industrielle Verbraucher war in der Winterperiode 2017/2018 erneut auf einem vergleichsweise hohen Niveau, wobei der Monat Januar 2018 aufgrund der milden Temperaturen deutlich niedrigere Verbräuche als in den Vorjahren aufwies. Außergewöhnlich waren jedoch die bereits genannten europaweiten Kälteperioden im Februar und März 2018. Insbesondere im Zeitraum vom 25. Februar bis zum 6. März 2018 war ein deutlicher Anstieg des Gasverbrauchs in Europa zu beobachten. Innerhalb dieser 10-tägigen Periode wurden in den beiden deutschen Marktgebieten circa 50 TWh Gas verbraucht, was in etwa dem Jahresverbrauch Dänemarks entspricht.

Nachfolgend ist der Gasbedarf der jeweiligen Wintermonate in den vergangenen drei Jahren dargestellt. Unterschieden wird dabei zwischen privaten und kleineren gewerblichen Verbrauchern, deren Verbrauch auf

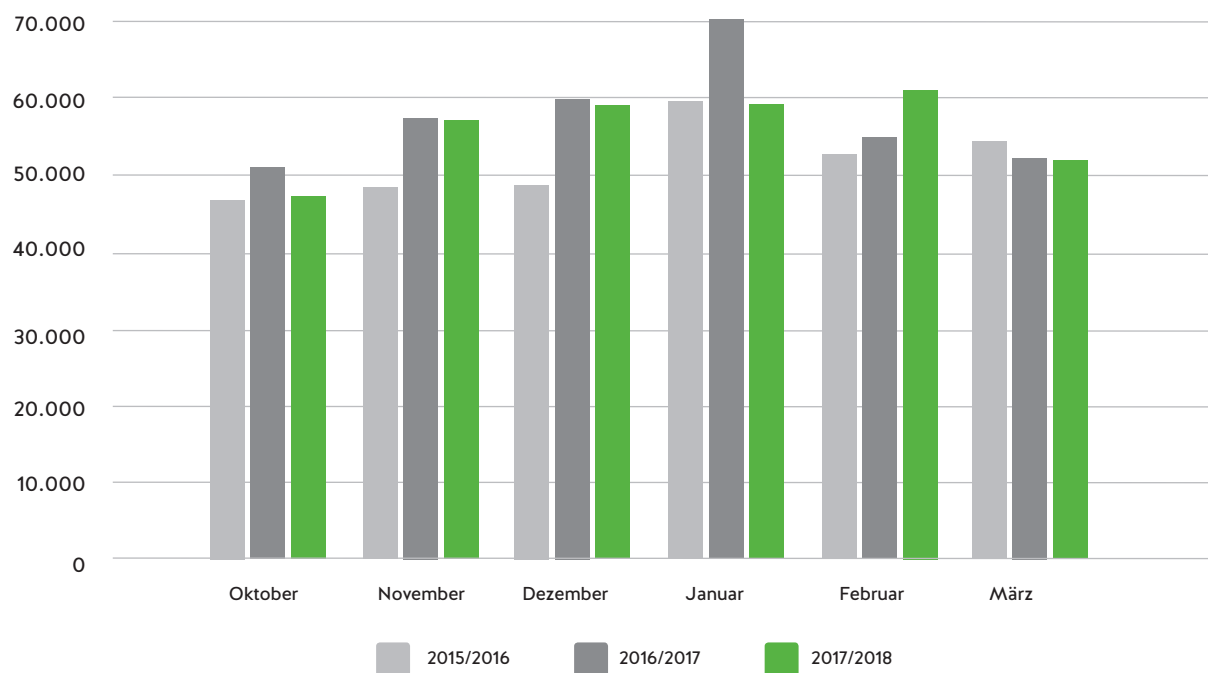
Basis von Standardlastprofilen (SLP) ermittelt wird sowie größeren gewerblichen Verbrauchern, deren Verbrauch auf Basis von registrierten Leistungsmessungen (RLM) ermittelt wird.

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

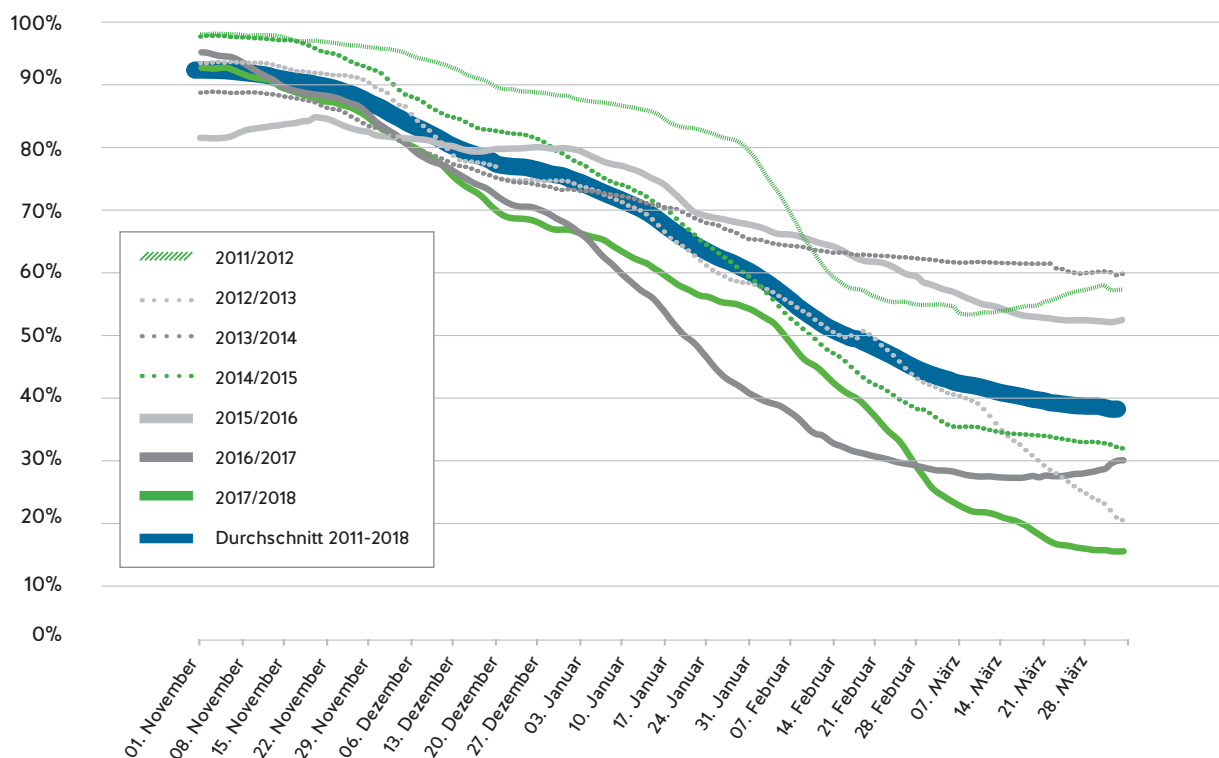
Im Winter 2017/2018 hat sich für die deutschen Fernleitungsnetze eine stabile Aufspeisesituation eingestellt, die durch konstant hohe Einspeisungen aus dem Osten und dem Südosten gekennzeichnet war. Die Einspeisepunkte Greifswald und Lubmin wurden in diesem Winter nahezu an allen Tagen im Rahmen ihrer technischen Kapazitätsgrenze genutzt, was auch an der Nutzung der nunmehr uneingeschränkten Vermarktbarkeit der technischen Kapazität der Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung (OPAL), nach einer entsprechenden Entscheidung der Europäischen Kommission und Bundesnetzagentur (BNetzA), lag. Gleichzeitig ist ein hoher Importfluss aus Österreich am Grenzübergangspunkt (GÜP) in Oberkappel hervorzuheben, der in den Wintermonaten der vergangenen Jahre meist als Exportpunkt genutzt wurde. Während im Winter 2016/2017 an diesem Punkt in Summe rund 12 TWh von Deutschland nach Österreich exportiert wurden, lag der Import im Winter 2017/2018 von Österreich bei rund 4 TWh. Gleichzeitig wurden hohe Mengen über die deutschen Exportpunkte in Nachbarländer wie beispielsweise die Niederlande (H-Gas), Belgien, die Schweiz, Frankreich und Tschechien transportiert, während die Einspeisungen aus Norwegen nach Deutschland im Vergleich zu den Vorjahren deutlich niedriger ausfielen. Damit wird die besondere Bedeutung Deutschlands als Gasdreh-scheibe Europas unterstrichen.

Die LNG-Importe nach Europa blieben auf einem niedrigen Niveau. Durch den langfristigen Ausfall des Speichers Rough in Großbritannien wurde der dortige Spitzenbedarf, der nicht durch LNG-Importe dargestellt werden konnte, vornehmlich durch die Nutzung der norwegischen Quellen und der beiden Pipelineverbindungen zwischen Belgien bzw. den Niederlanden und Großbritannien gedeckt.

1.4 ENTWICKLUNG DER SPEICHERFÜLLSTÄNDE

Die Erdgasspeicher in Deutschland wurden im Winter 2017/2018 sehr intensiv genutzt. Sie waren zu Beginn des Winters leicht überdurchschnittlich gefüllt und wurden im Verlauf des Winters auf außerordentlich niedrige Füllständen (im Durchschnitt auf 15 Prozent des verfügbaren Arbeitsgases) entleert. Die sehr niedrigen Füllstände zum Ende des Winters sind auch durch die niedrigen Temperaturen im März zu erklären, die zeitweise zur Maximierung der Ausspeicherungen geführt haben.

Abbildung 4 – Durchschnittliche Entwicklung der deutschen Speicher



Quelle: AGSI+

SPEICHERFÜLLSTAND IM NCG-MARKTGEBIET

Die Speicher im NCG-Marktgebiet wurden, anders als im letzten Jahr, in der Regelennergiezone H-Gas Nord ebenso stark genutzt wie in der Regelennergiezone H-Gas Süd. Dies hatte den für die Versorgungssicherheit positiven Effekt, dass während der späten Kältewellen Ende Februar/Mitte März 2018 in den Süd-Speichern noch ausreichend Ausspeicherkapazität zur Verfügung stand. Zusammen mit der guten Versorgung des Südens über die GÜP, die auch während dieses Winterabschnitts aufrechterhalten wurde, brauchten die für die Versorgungssicherheit nach Eckpunktepapier kontrahierten Regelennergieprodukte nicht eingesetzt werden.

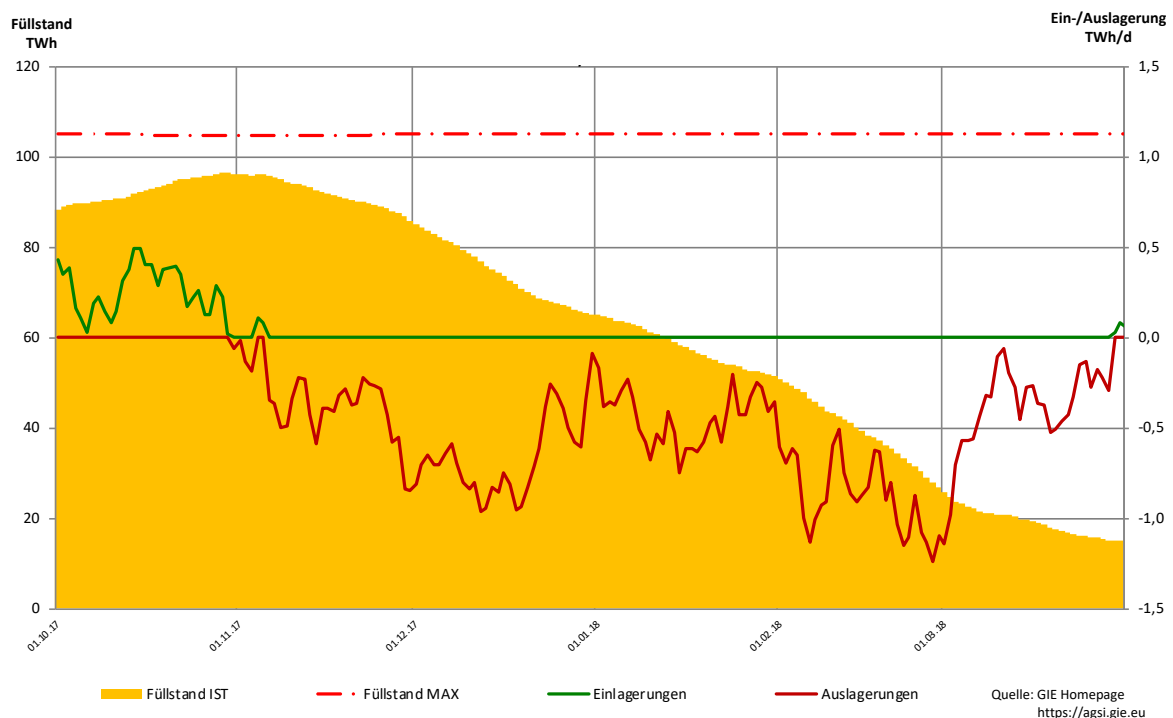
Die H-Gas-Speicher im NCG-Marktgebiet wurden auf historische Tiefststände entleert, währenddessen die Speicher in der Zone L-Gas nicht so stark entleert wurden, so dass hier auch zum Ende des Winters noch Ausspeicherreserven vorhanden waren.

SPEICHERFÜLLSTAND H-GAS IM GASPOOL-MARKTGEBIET

Zu Beginn des Winterhalbjahres 2017/2018 wurden die H-Gas-Speicher im GASPOOL-Marktgebiet noch bis Anfang November 2017 befüllt (siehe Abbildung 5). Zum 29. Oktober 2017 erreichte der Füllstand über alle Speicher mit mehr als 92 Prozent sein Maximum. Dieser Füllstand bewegt sich damit auf dem Niveau des Vorjahres. Ab Mitte November 2017 begann eine kontinuierliche Entleerung der Speicher, die bis Anfang Februar 2018 mit durchschnittlichen Leistungen durchgeführt wurde.

Ab Anfang Februar 2018 stieg die Ausspeicherleistung deutlich an. Infolge der dann Ende Februar/Mitte März 2018 einsetzenden Kältewellen mit Dauerfrost und Tagesmitteltemperaturen von unter -10° Celsius wurde an einzelnen Speichern teilweise die maximale Ausspeicherleistung angemeldet und physisch realisiert. Diese Beschäftigung führte zum Ende des Winterhalbjahres 2017/2018 über alle direkt angeschlossenen Speicher zu historisch niedrigen Füllständen von rund 15 Prozent. Ähnliche Füllstände wurden laut AGSI+ (<http://agsi.gie.eu>) zuletzt im April 2013 erreicht.

Abbildung 5 – Entwicklung Speicher GASPOOL H-Gas



Quelle: AGSI+; Stand: 4. April 2018

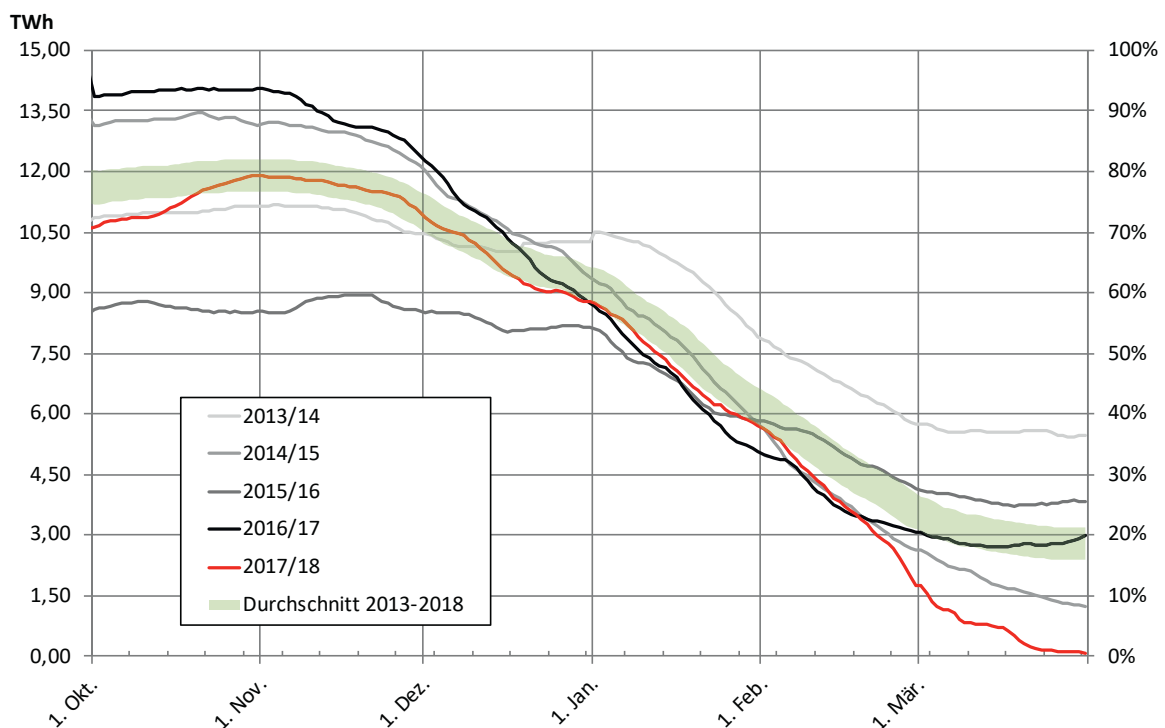
Unterschiede der Speicherbeschäftigung zum Vorjahr können insbesondere im GASPOOL H-Gas-Netzgebiet Nordost festgehalten werden. Im Vergleich zum Vorjahr (Füllstand Ende Oktober 2016 circa 100 Prozent) fällt der maximale Füllstand zum Beginn der Auspeicherperiode am 29. Oktober 2017 mit 88 Prozent niedriger als im Vorjahr aus. Ab Anfang Februar 2018 musste aufgrund der Kälteperiode deutlich mehr ausgespeichert werden. In der Spitze wurden damit über 65 Prozent der Einspeisungen in das GASPOOL H-Gas-Netzgebiet Nordost durch direkt angeschlossene Speicher abgedeckt. Die Beschäftigung zum Ende des Winterhalbjahres 2017/2018 führte über alle direkt angeschlossenen Speicher zu historisch niedrigen Füllständen von unter 5 Prozent. Einige Speicher weisen Füllstände von nur noch 1 Prozent auf. Im Vergleich dazu waren im Vorjahr zum Ende des Winterhalbjahres alle Speicher mit circa 17 Prozent gefüllt, und es wurde bereits Ende März 2017 mit ersten Einspeicherungen begonnen.

SPEICHERFÜLLSTAND L-GAS IM GASPOOL- MARKTGEBIET

Der Füllstand der L-Gas-Speicher im GASPOOL-Marktgebiet entwickelte sich in den ersten Wintermonaten aufgrund der moderaten Temperaturen vergleichbar zu den Vorjahren. Die in den letzten Jahren ab Mitte Februar regelmäßig festzustellende Abschwächung der Auslagerung blieb jedoch aus, sodass in der zweiten Februarhälfte der Füllstand deutlich unter das mehrjährige Mittel fiel.

Da die Importe aus den Niederlanden vergleichsweise gering waren und neben der bereits dauerhaft maximierten deutschen L-Gas-Eigenproduktion als weitere Aufkommensquelle nur noch die Speicher zur Verfügung stehen, sind diese verstärkt beschäftigt worden. Der Anreiz zum Import war aufgrund höherer Preise am TTF gegenüber dem GASPOOL-VHP sehr gering.

Abbildung 6 – Füllstände GASPOOL L-Gasspeicher Jahresvergleich 2013-2018



Quelle: AGSI+; Empelde: Veröffentlichung Internetseite Gasspeicher Hannover GmbH

Abschließend lässt sich für beide Marktgebiete in den letzten Jahren ein Trend zur sehr weitgehenden Entleerung der Speicher vor Ende des Winters feststellen.

1.5 VORSORGE DURCH DIE KONTRAHIERUNG VON LANGFRISTIGEN REGELENERGIEPRODUKTEN

Auf Basis des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) Eckpunktepapiers vom 16. Dezember 2015 wurden in beiden Marktgebieten im November 2017 erneut langfristige Regelernergieausschreibungen für den Zeitraum Januar bis März 2018 zur weiteren Steigerung der Erdgasversorgungssicherheit durchgeführt. Regelernergieanbieter konnten Optionsprodukte – sogenannte „Long Term Options“ (LTO) – mit einem Leistungs- und einem Arbeitspreis anbieten. Die LTO dienen den Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) und Marktgebietsverantwortlichen (MGV) zur Absicherung gegen eine nicht ausreichende Verfügbarkeit von lokalen Regelernergieprodukten auf dem Kurzfristmarkt in außergewöhnlichen Regelernergiebedarfssituationen.

In Abstimmung mit dem BMWi und der Bundesnetzagentur (BNetzA) wurden im Vorfeld des Winters 2017/2018 Anpassungen an den Produktparametern der LTO vorgenommen, welche den potentiellen Teilnehmerkreis deutlich ausweiten und somit zu einem stärkeren Wettbewerb im Rahmen der Ausschreibungen führen sollten. Konkret wurde das Regelernergieprodukt „Demand Side Management“ (DSM), über welches industrielle Endverbraucher eine Abnahmeflexibilität anbieten können, in das LTO-Regelernergieprodukt integriert. In diesem Zusammenhang wurden auch die Produktparameter des LTO-Regelernergieproduktes flexibler ausgestaltet, sodass die feste Vorhaltung der Regelernergieleistung auch für industrielle Endverbraucher wirtschaftlich abbildbar ist.

Des Weiteren wurde den Regelernergieanbietern für die L-Gas-LTO untersagt, die Vorhaltepflcht an den GÜP zu leisten, da die MGV aufgrund ihrer eigenen TTF Regelernergiebeschaffungsmöglichkeiten selbst die Auslastung der GÜP beeinflussen können. LTO-Regelernergieanbieter können daher im L-Gas die entsprechende Leistung ausschließlich an Marktgebietsübergangspunkten (MÜP), Speicheranschlusspunkten oder an RLM-Ausspeisestellen 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 BNetzA abgestimmt und anschließend durch die MGV ausgeschrieben. Dabei betrug die abzusichernde Leistung im Marktgebiet NCG 9.854 MWh/h sowie im Marktgebiet GASPOOL 1.300 MWh/h für den Zeitraum Januar bis einschließlich März 2018. Die Gesamtkosten aus Leistungspreisen für LTO in diesem Zeitraum beliefen sich im Marktgebiet NCG auf circa 10,5 Millionen Euro sowie im Marktgebiet GASPOOL auf circa 1,8 Millionen Euro. Die im Abruffall zusätzlich zu zahlenden Arbeitspreise beliefen sich im Durchschnitt auf 20,15 EUR/MWh im Marktgebiet NCG sowie auf etwa 21,50 EUR/MWh im Marktgebiet GASPOOL.

Im Marktgebiet GASPOOL wurden von den kontrahierten LTO-Losen für den 28. März 2018 insgesamt 11 GWh abgerufen.

1.6 REGELENERGIEEINSATZ

Die nachfolgenden Tabellen stellen den Einsatz externer Regelernergie in den beiden deutschen Marktgebieten im Zeitraum vom 1. Oktober 2017 bis zum 31. März 2018 dar:

Tabelle 1 – Regelernergieeinsatz 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	3.214	67.660	6.357	170.688	5.589	122.236	15.164	360.668
Sell	6.493	122.879	119	2.267	44	818	6.656	125.964

Quelle: GASPOOL/NCG

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	9.703	196.181	14.433	362.591	388	19.312	24.524	578.082
Sell	10.263	206.474	5.121	90.098			15.384	296.572

Quelle: GASPOOL/NCG

Aggregiert über beide Marktgebiete wurden zwischen dem 1. Oktober 2017 und dem 31. März 2018 insgesamt Regelenergieeinkäufe mit einem Volumen von circa 40 TWh getätigt. Dem stehen Verkäufe in Höhe von circa 22 TWh gegenüber. Den Ausgaben für Regelenergieeinkäufe in Höhe von circa 938,8 Millionen Euro standen Einnahmen aus Regelenergieverkäufen in Höhe von circa 422,5 Millionen Euro gegenüber.

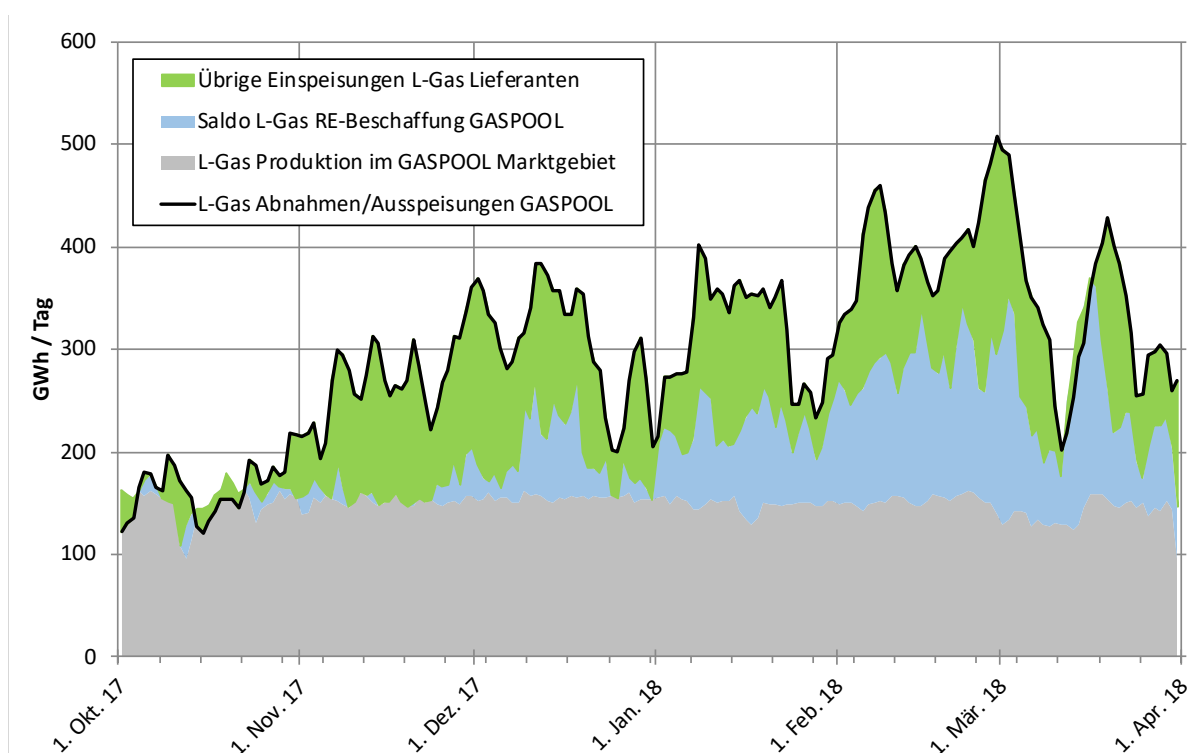
Die Netto-Regelenergiemengen haben sich bei NCG im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt und bei GASPOOL stiegen diese um circa 35 Prozent. Im Marktgebiet GASPOOL stellt eine wesentliche Änderung gegenüber den Vorjahren der signifikant höhere Einkauf von L-Gas dar. Hier wurden im eigenen und dem benachbarten niederländischen Marktgebiet insgesamt Mengen in Höhe von 11,2 TWh beschafft. Auch im Marktgebiet NCG ergab sich der Großteil des Regelenergieeinkaufsbedarfs erneut im L-Gas, wenn auch nicht in dem Maße, wie es im Rekordjahr 2015/2016 der Fall war. In beiden Marktgebieten wird der Regelenergiebedarf weiterhin signifikant durch die Nutzung des Konvertierungssystems gemäß Festlegung der BNetzA vom 21. Dezember 2016 beeinflusst.

2 AUSWIRKUNGEN AUF DIE MARKTGEBIETE UND FERNLEITUNGSNETZE

2.1 BESONDERHEITEN L-GAS

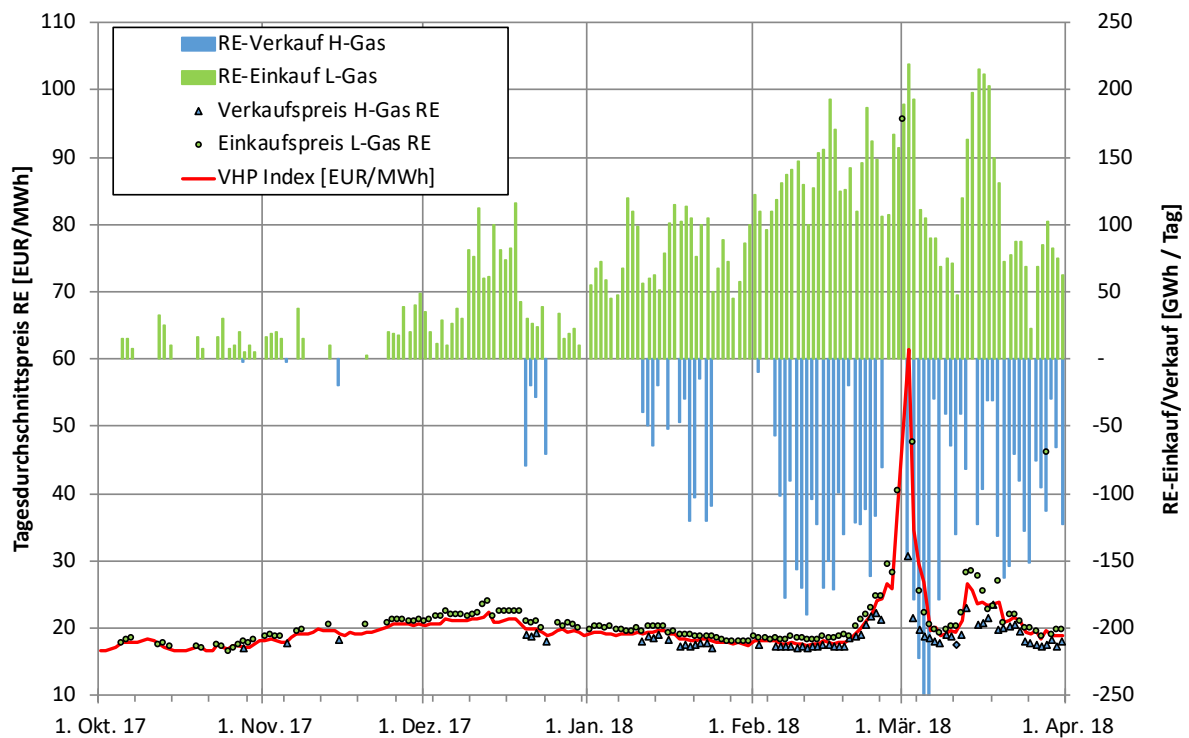
Trotz der, durch die jüngsten Erdbeben in der Region Groningen, ausgelösten Diskussionen um die weitere Reduzierung der L-Gas-Produktion aus dem niederländischen Feld Groningen, die langfristig zu einer weiteren Produktionsreduzierung führen wird, sind im Winter 2017/2018 weder Importkapazitäten aus den Niederlanden reduziert worden, noch gab es irgendwelche 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. Wie in Kapitel 1.6 dargestellt, ist durch GASPOOL auch knapp die Hälfte der benötigten L-Gas-Regelenergie direkt am TTF beschafft worden. Insgesamt sind über die beiden L-Gas-Grenzübergangspunkte aus den Niederlanden zu GASPOOL (Oude-L GUD, Oude GTG Nord) im Zeitraum vom 1. Oktober 2017 bis 31. März 2018 circa 19,3 TWh geflossen. Gemessen an der insgesamt durch GASPOOL in diesem Zeitraum beschafften L-Gas-Regelenergiemenge von 11,2 TWh wurden somit knapp 60 Prozent des L-Gas-Importes direkt oder indirekt durch GASPOOL getätigt.

Abbildung 7 - L-Gas GASPOOL: Aufspeisung und Produktion und Regelenergie



Quelle: Transparenzdaten Internetseiten Gasunie Deutschland und Nowega

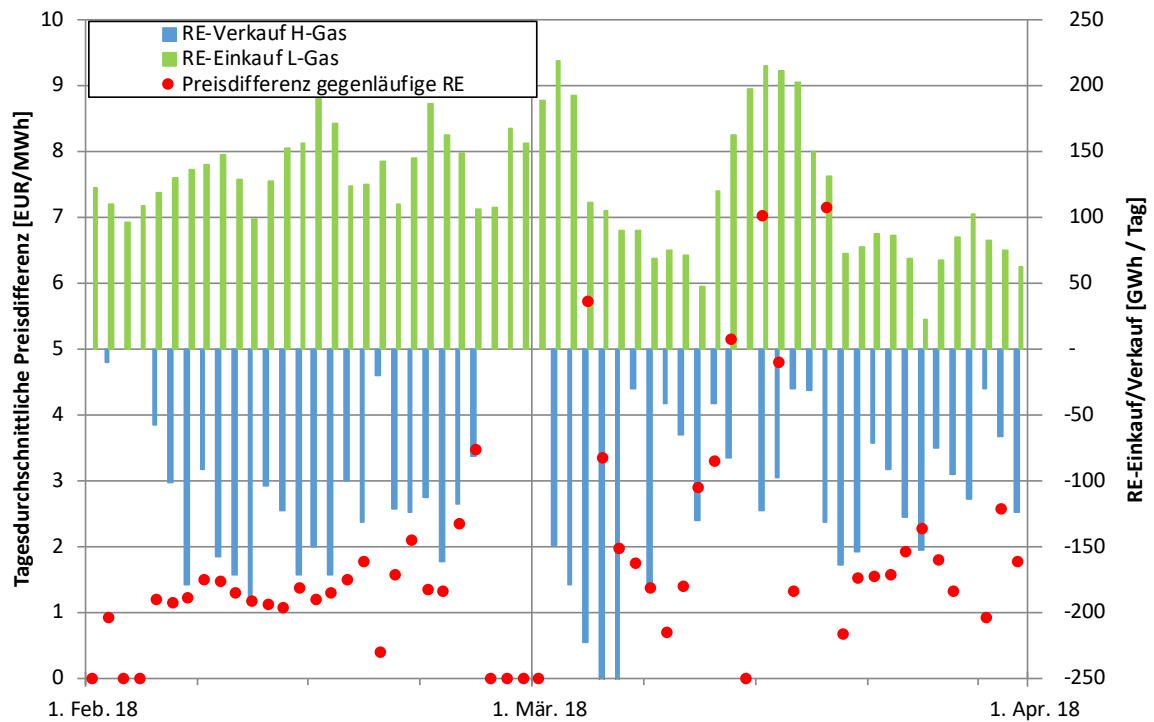
Abbildung 8 – Einsatz gegenläufiger Regelernergie bei GASPOOL (L-Gas-Einkauf, H-Gas-Verkauf)



Quelle: GASPOOL Balancing Services GmbH, Gasspeicher Hannover GmbH

Ab Februar 2018 zeigte sich im Marktgebiet GASPOOL ein starker Anstieg der gegenläufigen Regelernergiebeschaffung (H-Gas-Verkauf bei gleichzeitigem L-Gas-Einkauf) zu teilweise erheblichen Preisdifferenzen. Aufgrund der zu diesem Zeitpunkt bereits stark geleerten L-Gas-Speicher im L-Gas-Netzbereich der GASPOOL (siehe Kapitel 1.4) und der gleichzeitig hohen Preise am TTF war der Anreiz für L-Gas-Endkundenlieferanten gering, ihr Portfolio qualitätsgerecht auszugleichen. Stattdessen war es günstiger, H-Gas beizustellen, sofern kein Zugriff auf in Deutschland produziertes L-Gas oder Speicher-L-Gas bestand. Dies spiegelt sich auch in der Differenz der L-Gas-Einkaufspreise zu den H-Gas-Verkaufspreisen für GASPOOL wider, die mit durchweg über 1 Euro pro MWh weit über den Konvertierungsentgelt von 0,45 Euro pro MWh lagen. An einzelnen Tagen stieg die Differenz auf über 3 Euro je MWh und an drei Tagen sogar auf bis zu circa 80 Euro je MWh.

Abbildung 9 – Tagesdurchschnittliche Preisdifferenzen bei gegenläufiger Regelenenergiebeschäftigung GASPOOL (L-Gas Einkauf, H-Gas Verkauf)

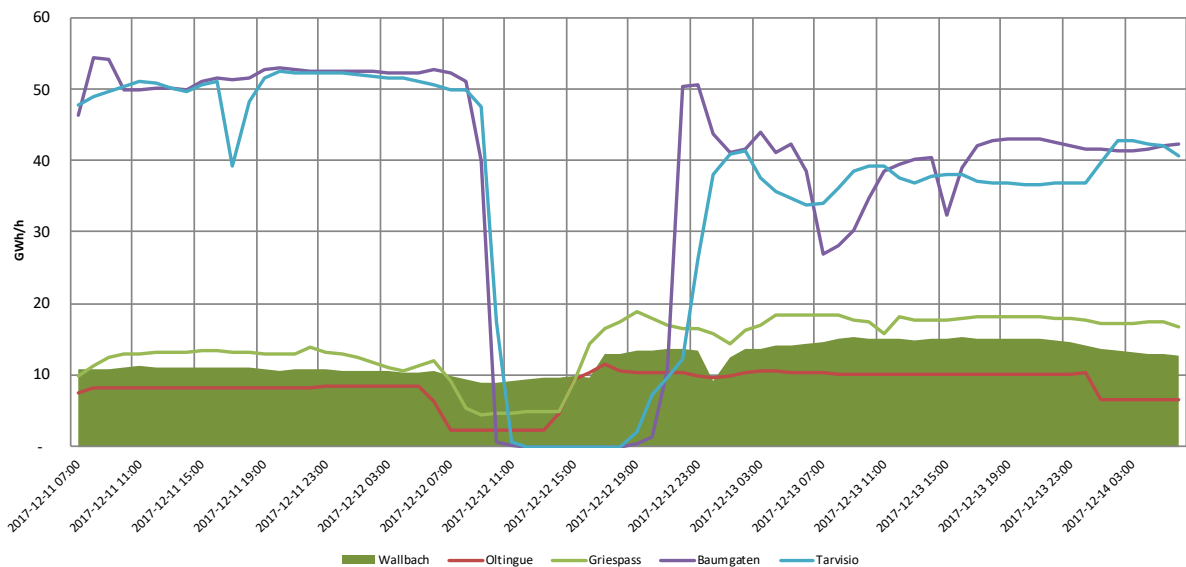


Quelle: GASPOOL Balancing Services GmbH, Gasspeicher Hannover GmbH

2.2 BAUMGARTEN

Am 12. Dezember 2017 ereignete sich auf der wichtigen Verdichterstation Baumgarten in Österreich ein schwerer Unfall, der Auswirkungen auf dort angeschlossene Transitverbindungen hatte. Dies betraf im Wesentlichen die Verbindung über die Trans-Austria-Gasleitung (TAG) nach Slowenien und Italien sowie über die Hungaria-Austria-Gasleitung (HAG) nach Ungarn.

Abbildung 10 – Flusssituation an GÜP am 12. Dezember 2017

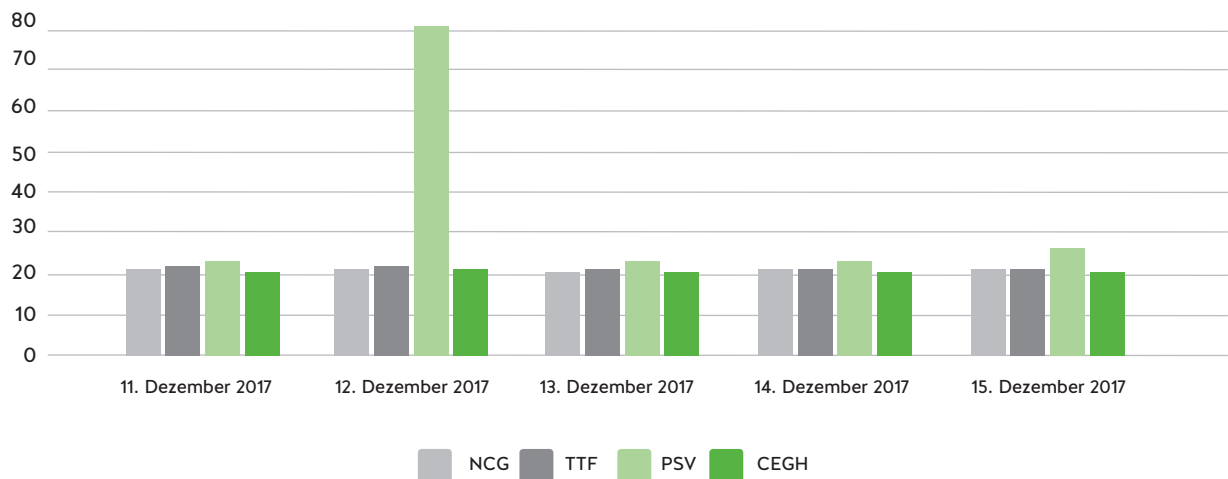


Quelle: Entsog TP

Die Höhe der transportierten Mengen in Wallbach in den Stunden vor dem Unfall in Baumgarten betrug rund 9 GWh/h. Dieser Wert wurde ab dem Nachmittag erhöht und erreichte im Laufe des 13. Dezember 2017 etwa 15 GWh/h.

Die direkten Auswirkungen für Italien und Slowenien führten in diesen Ländern zur Anwendung der Krisenstufen nach der Verordnung (EU) 2017/1938 zur Versorgungssicherheit. In Italien wurde die Notfallstufe und in Slowenien die Frühwarnstufe ausgerufen. Am italienischen Handelspunkt Punto di Scambio Virtuale (PSV) wurden an diesem Tag Preisspitzen von bis zu 80 Euro pro MWh erreicht.

Abbildung 11 – Einfluss des Unfalls in Baumgarten auf die Preisentwicklung an den wichtigsten EU-Hubs in MWh



Quelle: ICIS

Zur Kompensation der großen Mengen, die insbesondere durch den Ausfall der TAG in Italien fehlten, wurde die Transportmenge auf der Trans-Europa-Naturgas-Pipeline (TENP) durch Deutschland in Richtung Italien maximiert. Die hohen Mengen, die deshalb über den GÜP Wallbach in die Schweiz transportiert wurden, führten zu einer angespannten Situation in Baden-Württemberg. Versorgungseinschränkungen konnten aber durch eine intensive Abstimmung zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern in dieser Region und begünstigt durch milde Temperaturen zu diesem Zeitpunkt vermieden werden.

Zur Koordinierung der beteiligten europäischen FNB haben die deutschen FNB das Regional Coordination System for Gas (ReCo)-Team East aktiviert, um mit den anderen Fernleitungsnetzbetreibern die aktuelle Lage zu beurteilen. Hier wurde auch der Stand der Arbeiten zur Wiederaufnahme der Transporte auf den österreichischen Transitleitungen kommuniziert. Die Transporte auf den betroffenen Systemen wurden bereits am Abend desselben Tages wieder aufgenommen, so dass die akuten Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit in den betroffenen Ländern sukzessive zurückgenommen werden konnten.

Im Nachgang wurde in Reviews der durchgeführten Maßnahmen festgestellt, dass die frühzeitige Einberufung der betroffenen ReCo-Teams wichtig für die schnelle Analyse der feststellbaren Auswirkungen eines Vorfalls ist. So konnten sich die betroffenen FNB frühzeitig auf unerwartete Flussänderungen einstellen und mögliche Gegenmaßnahmen zur Vermeidung von Engpässen einleiten.

2.3 BADEN-WÜRTTEMBERG

Im Rahmen von umfangreichen Untersuchungen an der TENP wurden Korrosionsschäden an der älteren der beiden parallelen Leitungen (TENP I) festgestellt. Aus diesem Grund stand die Transportkapazität im vergangenen Winter nur eingeschränkt zur Verfügung. Die maximal verfügbare Transportkapazität am GÜP Wallbach beträgt daher aktuell nur rund 13 GW. Dies entspricht einer Reduktion um etwa 50 Prozent. Betroffen davon sind derzeit vor allem die Transitmengen in Richtung Schweiz und Italien.

Eine gesonderte Modellierungsvariante im Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas) 2018-2028 wird die Auswirkungen eines möglichen längerfristigen Wegfalls dieser Transportkapazitäten für die Versorgung von Baden-Württemberg über den 30. September 2020 hinaus untersuchen. Vor diesem Hintergrund und der weiter steigenden Kapazitätsnachfrage in Baden-Württemberg wird die Kapazitätsbereitstellung nachhaltig eine große Herausforderung darstellen.

Zusätzlich zu dieser längerfristigen Transporteinschränkung sorgte der Unfall in der Verdichterstation Baumgarten kurzzeitig für eine Verschärfung der Lage. Zur Absicherung wurde eine Sonderausschreibung von Lastflusszusagen in Baden-Württemberg durchgeführt.

Eine weitere Besonderheit des Winters 2017/2018 in Süddeutschland war die erstmalige Ausschreibung des temporären Produktes Lastflusszusagen in Form von Abschaltverträgen (LiFA) in Baden-Württemberg. LiFA ist ein ergänzendes temporäres Instrument, welches insbesondere der steigenden Kapazitätsnachfrage Rechnung trägt, die in den vergangenen NEPs nicht prognostiziert wurde. LiFA wurde in enger Abstimmung mit den zuständigen Behörden entwickelt.

LiFA richtet sich an die nachgelagerten Netzbetreiber im Netzgebiet der terranets bw. Vertragliche Beziehungen werden zwischen FNB und nachgelagertem Netzbetreiber sowie zwischen nachgelagertem Netzbetreiber und dem Anbieter von LiFA abgeschlossen. Der nachgelagerte Netzbetreiber sichert über das Produkt LiFA der terranets bw zu, im Falle eines Abrufs von LiFA seinen Bezug um die angebotene Leistung zu reduzieren.

LiFA wird für das Kalenderjahr 2019 unter Berücksichtigung der Erfahrung von 2018 erneut ausgeschrieben werden.

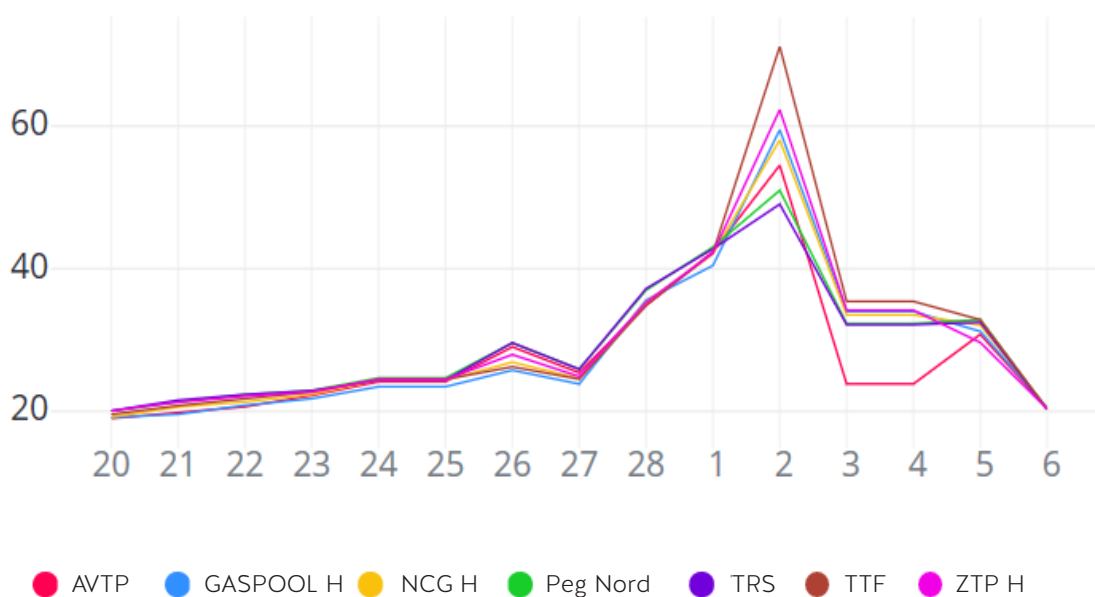
2.4 KÄLTEWELLE FEBRUAR/MÄRZ

Zwischen dem 25. Februar und dem 6. März 2018 führte ein seltenes Wetterphänomen – die Spaltung eines Polarwirbels über der Arktis – zu extrem niedrigen Temperaturen in fast ganz Europa. Die Auswirkungen dieses Ereignisses ließen sich auch deutlich in den europäischen Gasmärkten spüren. Im Vereinigten Königreich wurde aufgrund des hohen Gasbedarfs in Verbindung mit Infrastruktureinschränkungen ein „Gas Deficit Warning“ erlassen. Der Gaspreis am National Balancing Point (NBP) stieg in der Folge auf über 80 Euro pro MWh. In Italien, Dänemark und Schweden wurde von den zuständigen Behörden die Frühwarnstufe der Erdgasversorgungssicherheits- Verordnung ausgerufen.

Auch im deutschen Gasmarkt waren die kalten Temperaturen deutlich zu spüren. Der starke Anstieg des Gasbedarfs relativ spät im Winter sowie die Situation in den europäischen Nachbarländern führten zu einem deutlichen Anstieg der Handelspreise an der Börse. In beiden Marktgebieten stiegen die Virtuelle Handelspunkt-Referenzpreise (VHP) in der Spitze auf über 61 Euro je MWh, was in etwa einer Verdreifachung des Gaspreises innerhalb von wenigen Tagen entspricht.

Der Gastransportbedarf in Baden-Württemberg und Bayern erreichte sowohl bei der stündlichen Leistungsbereitstellung als auch bei der transportierten Tagesmenge ein Allzeithoch.

Abbildung 12 – Handelspreise in Euro in der Zeit vom 20. Februar bis 6. März



Quelle: appygas

Während dieser Kältewelle wurde im Marktgebiet GASPOOL 1.639 GWh externe Regelenergie für 86,2 Millionen Euro beschafft, dies überwiegend für Bedarfe im L-Gas. Mit 285 EUR/MWh lag am 1. März 2018 der höchste Einkaufspreis vor. In dieser Periode lag der Durchschnittspreis für Käufe bei 52,57 Euro je MWh, die höchsten Netto-Kosten aus Regelenergiegeschäften beliefen sich am 1. März 2018 auf 22,6 Millionen Euro. In den Tagen vom 2. bis 6. März 2018 wurden zusätzlich Verkäufe von 1.150 GWh bei Einnahmen in Höhe von 24 Millionen Euro für überwiegend H-Gas-Bedarfe getätigt. Am 1. März 2018 hat GASPOOL für den Gastag 2. März 2018 und am 2. März 2018 für die Gastage 3. März 2018 und 4. März 2018 Ausschreibungen der Short Term Balancing Service-Produkte (STB) getätigt.

Im Marktgebiet NCG wurde im gleichen Zeitraum Regelenergie von insgesamt 2.709 GWh für 122,4 Millionen Euro eingekauft und 2.181 GWh für 56,1 Millionen Euro verkauft. Dabei erfolgte der Regelenergieeinkauf größtenteils im L-Gas und der Regelenergieverkauf größtenteils im H-Gas. Der höchste von NCG für Regelenergie gezahlte Preis lag am 28. Februar 2018 bei 150 Euro pro MWh. Im Durchschnitt lag der Regelenergieeinkaufspreis in der genannten Periode bei circa 45 Euro pro MWh.

Die hohen Regelenergiebedarfe führten in Verbindung mit den stark angestiegenen Gaspreisen in beiden Marktgebieten zu einem signifikanten Liquiditätsabfluss bei den MGV. In der Spitze ergaben sich im Marktgebiet NCG an einem einzigen Gastag Netto-Kosten aus Regelenergieeinkäufen und -verkäufen von über 21 Millionen Euro (2. März 2018). Trotz der außergewöhnlichen Entwicklungen im Regelenergiemarkt konnten sämtliche Bedarfe gedeckt werden.

3 KERNAUSSAGEN UND EMPFEHLUNGEN

3.1 KONTRAHIERUNG LTO AM SPEICHER

Die Leistungsvorhaltung des Regelenergieanbieters kann bei LTO-Produkten grundsätzlich an allen Netzknoten innerhalb der kontrahierten Regelenergiezone beziehungsweise des Netzgebietes durchgeführt werden. Wie bereits in Kapitel 1.5 beschrieben, wurde einer Ausnahme dazu seitens des BMWi vor Beginn des vergangenen Winters für LTO im L-Gas zugestimmt. Anbieter von LTO im L-Gas dürfen die vereinbarte Leistung nur an den MÜP, Speicherpunkten und/oder Netzanschlusspunkten zu RLM vorhalten, nicht jedoch an Grenzübergangspunkten.

Im H-Gas-Bereich lässt die grundsätzliche Ausgestaltung der LTO-Produkte jedoch nach wie vor die Vermutung zu, dass die Leistungsvorhaltung und -erbringung im Falle eines Abrufs durch die Anbieter preisbedingt in der Regel nicht an Speicherpunkten erfolgt, da Flexibilität an Speichern im Vergleich zu Flexibilität aus Verträgen an GÜP und MÜP teurer ist. Die niedrigen Speicherfüllstände nach den Kältewellen trotz des Ausbleibens eines LTO-Einsatzes in dieser Periode stützen diese Vermutung. Damit besteht das Risiko, dass es im Abruffall nicht zu einer physischen Erhöhung der Einspeisung kommt, da der Anbieter die Leistung entweder bereits im Rahmen seines regulären Portfoliomanagements bereitstellt oder lediglich einen anderen Transport auf Basis von unterbrechbaren Kapazitäten ersetzt.

Aus Sicht der FNB wäre es sinnvoll, zumindest einen Teil der LTO explizit an geeigneten Speichern auszu-schreiben. Die vergangene Winterperiode hat die Notwendigkeit von ausreichenden Speicherfüllständen im Verlauf des Winters erneut demonstriert. Da die Speicher zu Beginn des Monats Februar 2018 noch durchschnittlich über die Hälfte befüllt waren, standen in den relativ späten Kältewellen bis Mitte März noch Ausspeicherkapazitäten zur Verfügung – wenngleich diese aufgrund der starken Ausspeicherung im weiteren Verlauf deutlich abnahmen. In der vorherigen Winterperiode waren die Speicher hingegen Anfang Februar durchschnittlich nur noch zu weniger als 40 Prozent befüllt. Darüber, ob die Kältewellen im Winter 2017/2018 auch bei ähnlich niedrigen Speicherfüllständen wie im Vorjahr ohne größere Einschränkungen hätten gemeistert werden können, lässt sich nur mutmaßen.

Entsprechend der Produktmerkmale des LTO-Produktes ist es für den MGV nicht ersichtlich, ob und wenn dann in welchem Umfang Abschaltleistungen bei der Leistungsbereitstellung durch den Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) berücksichtigt wurden. Da im abgelaufenen Winter kein Abruf erfolgte, gibt es hierzu auch keine belastbaren Aussagen. Es bleibt das Risiko bestehen, dass eine erforderliche Leistungsreduktion im Abruffall operativ nicht oder nicht im vereinbarten Umfang erfolgen würde. Hier wären vielleicht weitere Auskunftspflichten seitens der BKV ein sinnvolles Instrument zur Risikominimierung.

3.2 AUSREICHENDE LIQUIDITÄT DER MGV

Die späten Kältewellen Ende Februar/Mitte März 2018 hatten in nahezu ganz Europa starken Einfluss auf die Gasmärkte und führten zu einem deutlichen Anstieg der Großhandelspreise, welche aufgrund der markt-basierten Regelenergiebeschaffung wiederum zu hohen Regelenergiekosten für die MGV führten. Nichtsdestotrotz lässt sich beim Vergleich einzelner Länder ein deutlicher Unterschied erkennen. Während der Kälteperiode vom 25. Februar bis zum 6. März 2018 stiegen die Referenzpreise an den Handelsplätzen TTF (Niederlande) und NBP (Vereinigtes Königreich) auf über 70 Euro je MWh beziehungsweise über 80 Euro je MWh, während die Referenzpreise der Handelsplätze NCG und GASPOOL bei maximal circa 61 Euro je MWh lagen. Trotz höherer Handelspreise beliefen sich die Netto-Regelenergiekosten des niederländischen FNB Gasunie Transport Services (GTS) in diesem Zeitraum auf nur circa 21 Millionen Euro, die des britischen FNB National Grid auf nur circa 11 Millionen Euro. Im selben Zeitraum lagen die Netto-Regelenergiekosten in den beiden deutschen Marktgebieten aggregiert bei über 126 Millionen Euro.

Primär ursächlich für die vergleichsweise hohen Kosten der deutschen MGV sind das Bilanzierungssystem nach dem Grundmodell der Ausgleichsleistungen und Bilanzierungsregeln im deutschen Gasmarkt (GaBi Gas) 2.0 und die hohen Regelenergiebedarfe aufgrund der Nutzung des Konvertierungssystems. Zeitweise sind über 50 Prozent der Regelenergiemengen in den Marktgebieten als kommerzielle Konvertierung einzustufen.

Das Konvertierungssystem ermöglicht den qualitätsübergreifenden Handel von Gas und sichert somit auch Abnehmern von L-Gas einen Zugang zum liquiden Handel von qualitätsunabhängigem Gas an den Börsen. In einem netzverträglichen Maße ist eine Nutzung des Konvertierungssystems daher durchaus zu begrüßen. Zu vermeiden ist jedoch auch zukünftig, dass die MGV aufgrund einer starken Inanspruchnahme der bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum überwiegenden Beschaffer von physischem L-Gas werden. Ein ausreichend hohes Konvertierungsentgelt spielt dabei eine zentrale Rolle, um die entstandenen Kosten verursachungsgerecht den BKV zuzuordnen. Es ist daher zu hinterfragen, ob die derzeit festgelegte Obergrenze von 0,45 EUR/MWh ausreichend ist.

Zusätzlich wurde im vergangenen Winter auch deutlich, dass hohe Regelenergiebedarfe in Verbindung mit hohen Preisen zu signifikanten Kosten bei den MGV innerhalb von kurzen Zeiträumen führen können. Die Deckung eines großen Teils dieser Kosten durch entsprechende Umlagen im Konvertierungs- und Bilanzierungssystem erfolgt systembedingt mit einem deutlichen Zeitverzug, welcher zusätzlich eine verursachungsgerechte Allokation von Kosten verhindert. Um diesen zeitlichen Versatz zu überbrücken, ist eine ausreichende finanzielle Liquidität der MGV durch entsprechende Liquiditätspuffer zwingend erforderlich. Vor dem Hintergrund der in diesem Winter beobachteten Preisvolatilität ist die Größenordnung dieser Liquiditätspuffer für die kommenden Winter neu zu bewerten.

Quellenverzeichnis

- AGSI+ (Aggregated Gas Storage Inventory)
- appygas
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)
- Deutscher Wetterdienst (DWD)
- Entsog TP
- GASPOOL Balancing Services GmbH
- Gasspeicher Hannover GmbH
- Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
- GTG Nord
- ICIS
- NCG - NetConnect Germany GmbH & Co. KG
- Nowega GmbH
- Transparenzdaten Gasunie Deutschland

Abbildungen und Tabellen

- Abbildung 1 Heizgradtage im Winter 2017/2018
- 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 Durchschnittliche Entwicklung der deutschen Speicher
- Abbildung 5 Entwicklung Speicher GASPOOL H-Gas
- Abbildung 6 Füllstände GASPOOL L-Gasspeicher Jahresvergleich 2013-2018
- Abbildung 7 L-Gas GASPOOL: Aufspeisung und Produktion und Regelenergie
- Abbildung 8 Einsatz gegenläufiger Regelenergie bei GASPOOL
- Abbildung 9 Tagesdurchschnittliche Preisdifferenzen bei gegenläufiger Regelenergiebeschäftigung GASPOOL
- Abbildung 10 Flusssituation an GÜP am 12. Dezember 2017
- Abbildung 11 Einfluss des Unfalls in Baumgarten auf die Preisentwicklung an den wichtigsten EU-Hubs in MWh
- Abbildung 12 Handelspreise in Euro in der Zeit vom 20. Februar bis 6. März 2018
- 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.