



**NetConnect  
Germany**

simply gas

# EVALUIERUNGSBERICHT ZUM KONVERTIERUNGSSYSTEM

Stand Januar 2021



## INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung .....	7
2.	Physische und technische Betrachtung .....	8
2.1.	Entwicklung der bilanziellen Konvertierungsmengen .....	8
2.2.	Technische Konvertierungsmengen .....	12
2.3.	Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen .....	14
2.4.	Entwicklung physischer Einspeisemengen über alle Bilanzkreise .....	16
3.	Evaluierung des Konvertierungssystems anhand der Indikatoren zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts .....	17
3.1.	Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H- nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet .....	18
3.2.	Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen .....	19
3.3.	Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet ...	20
3.4.	Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet .....	21
3.5.	Indikator 5: Wirtschaftlicher „Break-Even“ .....	22
4.	Kommerzielle Einschätzung .....	24
4.1.	Erlöse und Kosten aus dem Konvertierungssystem .....	24
4.2.	Stand Konvertierungskonto und Liquiditätspuffer .....	25
5.	Notwendigkeit zur Beibehaltung des Konvertierungsentgelts .....	29
6.	Ausblick Konvertierung Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 .....	32

## ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen .....	10
Abbildung 2: Marktverschiebungen.....	11
Abbildung 3: Technische Konvertierung .....	12
Abbildung 4: Kommerzielle Konvertierung .....	15
Abbildung 5: Physische Einspeisemengen .....	16
Abbildung 6: Indikator 1 - Anteil Bilanzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz .....	18
Abbildung 7: Indikator 2 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz .....	19
Abbildung 8: Indikator 3 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz .....	20
Abbildung 9: Indikator 4 - Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz	21
Abbildung 10: Indikator 5 - Wirtschaftlicher „Break-Even“ .....	23
Abbildung 11: Konvertierungskosten und -erlöse .....	25
Abbildung 12: Entwicklung Konvertierungskonto.....	26
Abbildung 13: Ausblick Bilanzielle Konvertierung, inkl. vorläufiger Werte .....	33
Abbildung 14: Ausblick Technische Konvertierung, inkl. vorläufiger Werte.....	33
Abbildung 15: Ausblick Kommerzielle Konvertierung, inkl. vorläufiger Werte .....	34
Abbildung 16: Ausblick Kosten Kommerzielle Konvertierung, inkl. vorläufiger Werte .....	34

## BEGRIFFSDEFINITIONEN

### BILANZIELLE KONVERTIERUNG

Pro Bilanzkreis konstruiert und abrechnungsrelevante Menge der qualitätsübergreifenden Bilanzierung. D.h. bei gegenläufigem Stand des H-Gas- und L-Gas-Saldos in einem RBK wird die betragsmäßig kleinere Menge als Konvertierungsmenge abgerechnet. Werden Einspeisemengen im H-Gas zum Ausgleich von Fehlmengen im L-Gas genutzt, spricht man von bilanzieller Konvertierung von H-Gas nach L-Gas. Die gegenläufige Richtung ist als bilanzielle Konvertierung von L-Gas nach H-Gas definiert. Die pro Bilanzkreis angefallene bilanzielle Konvertierung über alle Bilanzkreise aufsummiert kann auch als **BILANZIELLE KONVERTIERUNG** bezeichnet werden.

### BILANZIELLE NETZWEITE KONVERTIERUNG

Berechnungsvariante der **PHYSISCHEN KONVERTIERUNG**: Summation aller Einspeisungen sowie aller Ausspeisungen (getrennt) nach Gasqualität über alle Bilanzkreisstrukturen, für die in beiden Gasqualitäten Mengen bilanziert wurden. Bei gegenläufigem Stand (verschiedene Vorzeichen) der sich ergebenden H-Gas- und L-Gas-Salden ist die betragsmäßig kleinere Menge die **BILANZIELLE NETZWEITE KONVERTIERUNG**.

Von der so ermittelten Menge ist der Anteil der **TECHNISCHEN KONVERTIERUNG** abzuziehen, der ausschließlich für **BILANZIELLE KONVERTIERUNG** benötigt wurde. Es werden die Bilanzkreisstrukturen berücksichtigt, die über mindestens einen Unterbilanzkreis verfügen, der von der Gasqualität des Rechnungsbilanzkreises abweicht. Rechnungsbilanzkreis und Unterbilanzkreis müssen aktiv bewirtschaftet werden, d.h. für beide sind Zeitreihen/Mengentypen deklariert.

### KOMMERZIELLE KONVERTIERUNG

Um die bei der **BILANZIELLEN NETZWEITEN KONVERTIERUNG** angefallenen Mengen kommerziell zu bewerten, werden diese mit der an den jeweiligen Tagen eingesetzten externen Regelenergie verglichen. Es wird angenommen, dass in der überspeisten Gasqualität qualitätsscharf verkaufte Regelenergie und in der unterspeisten Gasqualität qualitätsscharf oder lokal eingekaufte Regelenergie bis zur Höhe der bilanziellen netzweiten Konvertierungsmenge zur **KOMMERZIELLEN KONVERTIERUNG** angefallen ist.

### PHYSIKALISCHE KONVERTIERUNG

Berechnungsvariante der **PHYSISCHEN KONVERTIERUNG**: Bei gegenläufigem Einsatz von Regelenergie, d.h. bei qualitätsscharfer (Beschaffungsvorgabe „Qualität“) oder lokaler Beschaffung von Regelenergie in der einen Gasqualität und qualitätsscharfer oder lokaler Veräußerung von Regelenergie in der anderen Gasqualität, entspricht die betragsmäßig kleinere Menge Regelenergie der physikalischen Konvertierungsmenge.

### PHYSISCHE KONVERTIERUNG / IST-KONVERTIERUNG

Überbegriff der beiden Varianten **BILANZIELLE NETZWEITE KONVERTIERUNG** und **PHYSIKALISCHE KONVERTIERUNG**. NCG wendet die Variante **BILANZIELLE NETZWEITE KONVERTIERUNG** an.

### TECHNISCHE KONVERTIERUNG

Durch technische Mischanlagen konvertierte Gasmengen der Ferngasnetzbetreiber OGE und TG. Die OGE verfügt über Mischanlagen in beide Richtungen („H nach L“, „L nach H“), die Thyssengas verfügt über Mischanlagen in der Richtung „H nach L“. Die Menge der technischen Konvertierung setzt sich zusammen aus Mengen die zur Systemstabilität eingesetzt werden (Verschiebung interner Regelenergie und/oder extern beschaffter globaler Regelenergie) und Mengen die aufgrund bilanzieller netzweiter Konvertierung eingesetzt werden.

### TRANSPORTKONVERTIERUNG

Durch gegenläufige Buchung und Nominierung von Kapazitäten an Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden kann Gas zwischen den Gasqualitäten verschoben werden. Bei einem (unter-)tägigen H-Gas-Export in die Niederlande und einem zeit- sowie mengengleichen Import von L-Gas aus den Niederlanden spricht man von Transportkonvertierung in Richtung „H nach L“. Bei H-Gas-Import und L-Gas-Export entsprechend von der Richtung „L nach H“.

## 1. EINLEITUNG

NCG betreibt seit dem 1. April 2011 ein qualitätsübergreifendes Marktgebiet. Die Regelungen zur Konvertierung resultieren aus der Festlegung vom 28. März 2012 (Az. BK7-11-002, im Folgenden „Konni Gas“), welche mit Beschluss vom 21. Dezember 2016 abgeändert wurde (Az. BK7-16-050, im Folgenden „Änderung der Konni Gas“).

NCG ist durch die Festlegung Konni Gas sowie durch deren Änderung verpflichtet, jährlich zum 1. Februar einen Evaluierungsbericht über die Entwicklung und Bewertung des Konvertierungssystems vorzulegen. Der vorliegende Evaluierungsbericht betrachtet die Entwicklung des Konvertierungssystems mit Fokus auf die sechzehnte Konvertierungsperiode (1. Oktober 2019 bis 30. September 2020) und beschreibt die Gründe für die Notwendigkeit der Fortführung des Konvertierungsentgelts in der Richtung von H-Gas nach L-Gas.

Die Änderung der Konni Gas ist zum 1. April 2017 in Kraft getreten und hat einige wesentliche Veränderungen im Konvertierungssystem bewirkt. Durch die Änderung der Konni Gas ist eine dauerhafte Beibehaltung des Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas möglich. Für die Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas wird das Konvertierungsentgelt gänzlich abgeschafft.

Darüber hinaus erfolgt die Festlegung des Konvertierungsentgeltes seit April 2017 anreizorientiert. Einerseits ist dem Markt ein ausreichender Anreiz zur Wahrnehmung der bilanziellen Konvertierungsmöglichkeit im qualitätsübergreifenden Marktgebiet zu geben. Andererseits soll vermieden werden, dass der MGW aufgrund von hohem kommerziellen Konvertierungsbedarf zum überwiegenden Beschaffer von L-Gas in Form von Regelenergie wird. Seit dem 1. Oktober 2017 beträgt die Konvertierungsentgeltperiode zudem ein Gaswirtschaftsjahr und nicht mehr wie zuvor ein halbes Jahr.

Nachfolgend finden Sie eine kurze Beschreibung der Struktur des vorliegenden Berichts:

In Abschnitt 2 wird die Entwicklung der bilanziellen, physischen und technischen Konvertierungsmengen untersucht. Im darauffolgenden Abschnitt 3 werden die aufgezeigten Entwicklungen mithilfe der zur Bestimmung des anreizbasierten Konvertierungsentgeltes eingeführten Indikatoren beschrieben. Abschnitt 4 stellt die kommerziellen Aspekte des Konvertierungssystems, d. h. die Entwicklung der Kosten und Erlöse sowie den Standes des Konvertierungskontos unter besonderer Berücksichtigung des Liquiditätspuffers dar. In Abschnitt 5 wird die aus Sicht der NCG erforderliche Beibehaltung des Konvertierungsentgelts dargelegt. Abschnitt 6 gibt einen Ausblick auf die bisherige Entwicklung der Konvertierung im laufenden Gaswirtschaftsjahr.

## 2. PHYSISCHE UND TECHNISCHE BETRACHTUNG

### 2.1. ENTWICKLUNG DER BILANZIELLEN KONVERTIERUNGSMENGEN

Die Nutzung der bilanziellen Konvertierungsmöglichkeiten durch Marktteilnehmer variiert seit der Einführung des qualitätsübergreifenden Marktgebiets am 1. April 2011 stark (siehe entsprechende Darstellung in früheren Evaluierungsberichten). Während im Jahr 2013 zeitweise eine relativ starke Inanspruchnahme in der Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas zu verzeichnen war, ließ sich erst ab 2015 eine systematische Nutzung des Konvertierungssystems in der Richtung H-Gas nach L-Gas beobachten.

Infolge der Änderung der Konni Gas gilt seit Beginn der dreizehnten Konvertierungsperiode, welche am 1. April 2017 begann, zum Teil ein geändertes Regelwerk für das Konvertierungssystem. Im Rahmen der neu-definierten Obergrenze wurde ein Konvertierungsentgelt (Richtung H-Gas nach L-Gas) in Höhe von 0,45 EUR/MWh festgelegt. Für die umgekehrte Konvertierungsrichtung (L-Gas nach H-Gas) sieht die geänderte Konni Gas kein Konvertierungsentgelt vor. Die dreizehnte Konvertierungsperiode wies die bisher stärkste Nutzung des Konvertierungssystems seit Einführung des qualitätsübergreifenden Marktgebiets auf. Aufgrund des abgeschafften Konvertierungsentgelts für die Richtung L-Gas nach H-Gas überwiegt diese Richtung dabei deutlich. Die folgenden Perioden zeigen eine Fortführung dieses Verhaltens. Insb. in den Perioden 15 und 16 wurden große Mengen in der konvertierungsentgeltfreien Richtung L-Gas nach H-Gas konvertiert. Die Nutzung der bilanziellen Konvertierung in der Richtung H-Gas nach L-Gas erfolgt dabei im Wesentlichen in den Wintermonaten in vergleichsweise geringem Umfang.

In Tabelle 1 werden pro Periode die Konvertierungsentgelte je Richtung und die bilanziellen Netto-Konvertierungsmengen dargestellt.

Die bilanziellen Konvertierungsmengen sowie die Ist-Konvertierungsmengen (Bilanzielle Netzweite Konvertierung) der vergangenen Konvertierungsperioden werden in Abbildung 1 bezogen auf ein ganzes Gaswirtschaftsjahr dargestellt. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Ab der vierzehnten Periode umfassen diese jeweils ein gesamtes Gaswirtschaftsjahr. Aufgrund von Netting-Effekten fallen die Ist-Konvertierungsmengen geringer aus als bei der Betrachtung der bilanziellen Konvertierungsmengen. Netting-Effekte entstehen aufgrund der Saldenbetrachtung der Summe von Ein- und Ausspeisungen je Gasqualität über das gesamte Marktgebiet.

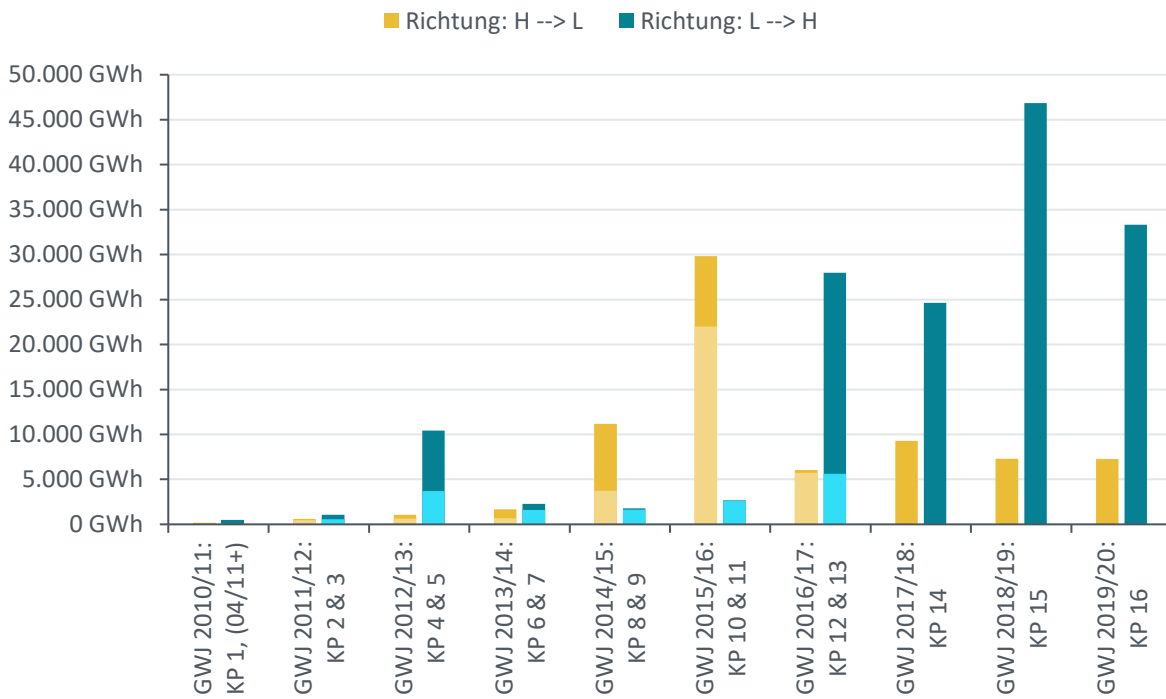
Die Marktverschiebung von L-Gas nach H-Gas beschreibt die Versorgung von H-Gas-Exits über L-Gas-Entries. Umgekehrtes gilt für die Marktverschiebung von H-Gas nach L-Gas. Unter Marktverschiebung versteht man den prozentualen Anteil der Versorgung von Exits einer Gasqualität durch bilanzielle Konvertierung aus der jeweils anderen Gasqualität. Bei Vergleich der Prozentzahlen ist zu beachten, dass der Absatz im H-Gas-Marktgebiet den im L-Gas u. a. bedingt durch Transitmengen deutlich übersteigt. Die bisherigen Marktverschiebungen je Richtung werden bezogen auf jeweils ein ganzes Gaswirtschaftsjahr in Abbildung 2 dargestellt.



Nr.	Konvertierungs- periode	Konvertierungsent- gelt (H→L)	Konvertierungs- entgelt (L→H)	Bilanzielle Netto- konvertierung	Konvertierungs- richtung (Netto)
1	1.04.2011 - 30.09.2011	2,000 EUR/MWh	2,000 EUR/MWh	333 GWh	L→H
2	1.10.2011 - 31.03.2012	1,500 EUR/MWh	1,500 EUR/MWh	98 GWh	L→H
3	1.04.2012 - 30.09.2012	0,900 EUR/MWh	0,900 EUR/MWh	356 GWh	L→H
4	1.10.2012 - 31.03.2013	0,700 EUR/MWh	0,700 EUR/MWh	3.086 GWh	L→H
5	1.04.2013 - 30.09.2013	0,600 EUR/MWh	0,600 EUR/MWh	6.294 GWh	L→H
6	1.10.2013 - 31.03.2014	0,600 EUR/MWh	0,600 EUR/MWh	917 GWh	L→H
7	1.04.2014 - 30.09.2014	0,400 EUR/MWh	0,400 EUR/MWh	296 GWh	H→L
8	1.10.2014 - 31.03.2015	0,400 EUR/MWh	0,400 EUR/MWh	2.102 GWh	H→L
9	1.04.2015 - 30.09.2015	0,300 EUR/MWh	0,300 EUR/MWh	7.288 GWh	H→L
10	1.10.2015 - 31.03.2016	0,300 EUR/MWh	0,300 EUR/MWh	19.416 GWh	H→L
11	1.04.2016 - 30.09.2016	0,453 EUR/MWh	0,453 EUR/MWh	7.722 GWh	H→L
12	1.10.2016 - 31.03.2017	0,453 EUR/MWh	0,000 EUR/MWh	97 GWh	H→L
13	1.04.2017 - 30.09.2017	0,450 EUR/MWh	Nicht vorgesehen	22.030 GWh	L→H
14	1.10.2017 - 30.09.2018	0,450 EUR/MWh	Nicht vorgesehen	15.325 GWh	L→H
15	1.10.2018 - 30.09.2019	0,450 EUR/MWh	Nicht vorgesehen	39.567 GWh	L→H
16	1.10.2019 - 30.09.2020	0,450 EUR/MWh	Nicht vorgesehen	26.070 GWh	L→H

Tabelle 1: Bilanzielle Nettokonvertierungsmengen

### Bilanzielle Konvertierung



### Bilanzielle netzweite Konvertierung

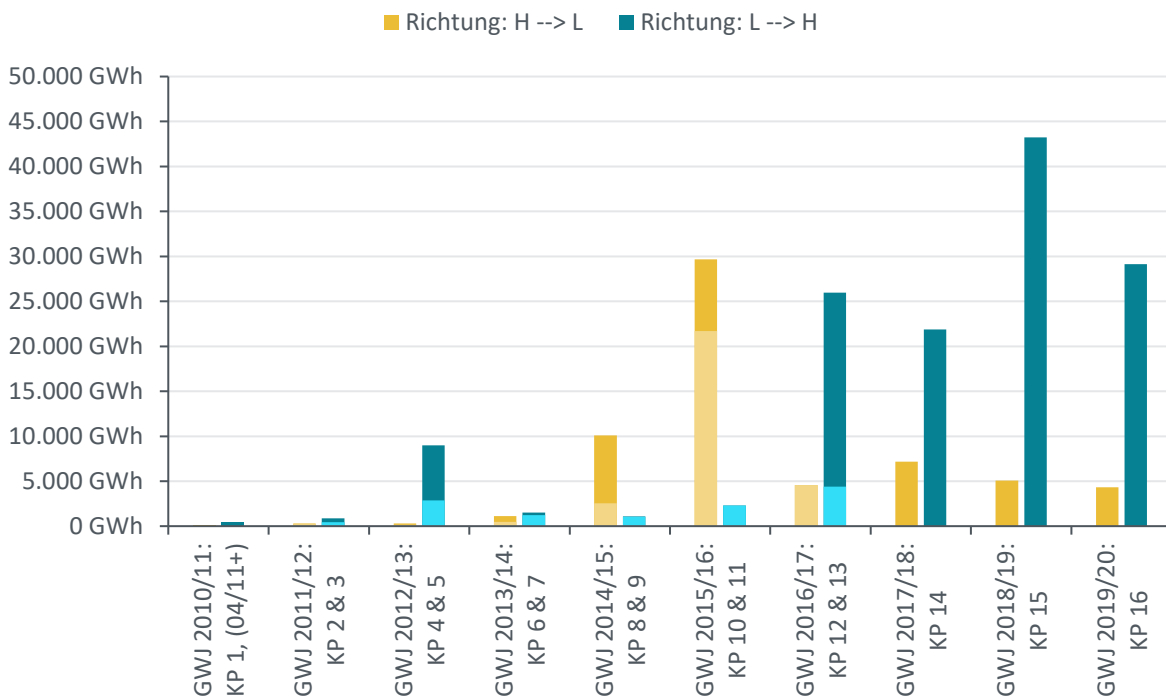


Abbildung 1: Bilanzielle Konvertierungsmengen

### Marktverschiebung

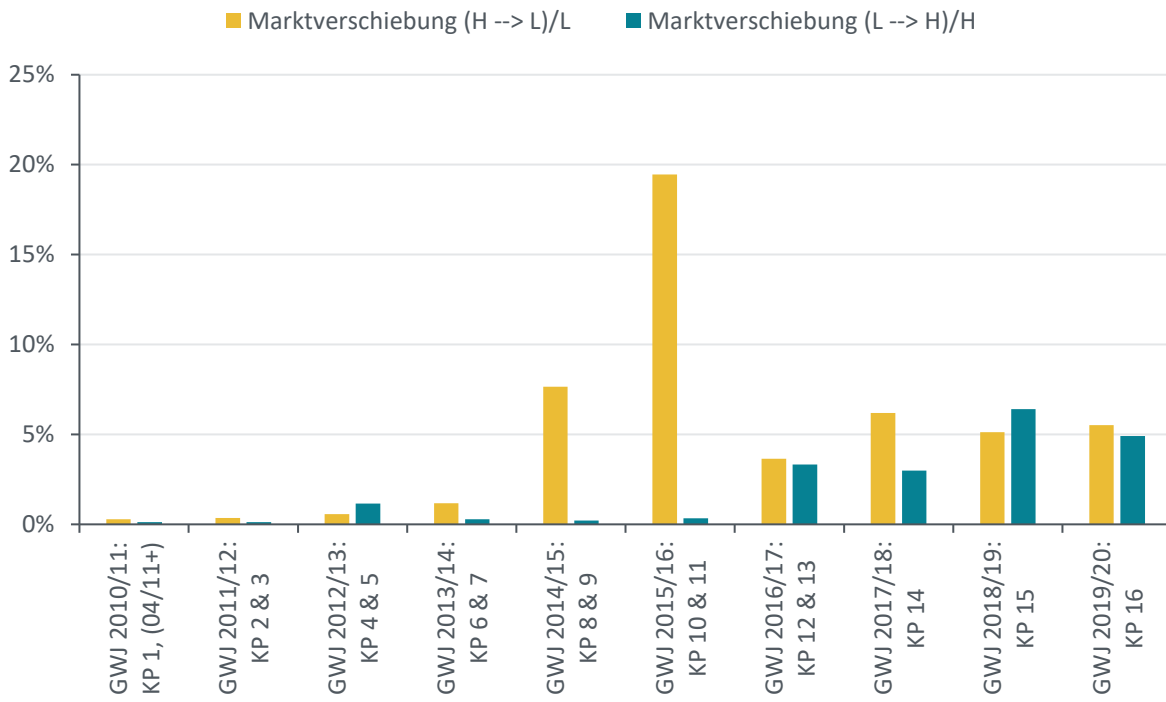


Abbildung 2: Marktverschiebungen

## 2.2. TECHNISCHE KONVERTIERUNGSMENGEN

Im Marktgebiet der NCG verfügen derzeit OGE und TG über technische Konvertierungsanlagen. Die OGE-Gasmischanlage am Standort Werne kann sowohl L-Gas in das H-Gas-System als auch H-Gas in das L-Gas-System zumischen. Die OGE-Mischanlage am Standort Scheidt mischt L-Gas in das H-Gas-System. TG verfügt hingegen über eine Luftbeimischungsanlage in Broichweiden. Bei dieser Anlage wird dem H-Gas Luft zugemischt, um niederenergetisches L-Gas zu erhalten. Konvertierungsanlagen Dritter sind aktuell nicht im Einsatz. Durch den Einsatz der Konvertierungsanlagen von OGE und TG entstehen derzeit keine zusätzlichen Kosten, welche über die Konvertierungsentgelte gedeckt werden müssen.

Zur Abgrenzung der für Konvertierungszwecke im Rahmen der Konni Gas genutzten technischen Konvertierungsmengen wird ein rechnerischer Ansatz herangezogen. Dabei wird auf Tagesbasis das Minimum aus den technischen Konvertierungsmengen und der Differenz aus der bilanziellen netzweiten Konvertierung und der kommerziellen Konvertierung gebildet. Der Einsatz der technischen Mischanlagen wird in Abbildung 3 bezogen auf ein ganzes Gaswirtschaftsjahr dargestellt. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Ab der vierzehnten Periode umfassen diese jeweils ein gesamtes Gaswirtschaftsjahr.

Seit März 2015 ist eine deutliche Reduzierung des technischen Konvertierungsvermögens von H-Gas nach L-Gas insbesondere in der Gasmischanlage Werne feststellbar. Als Ursache hierfür wird die erhöhte technische Konvertierung im niederländischen Ferngasleitungssystem von H-Gas nach L-Gas mittels Stickstoffbeimischung angenommen. Dieses hat eine Erhöhung des

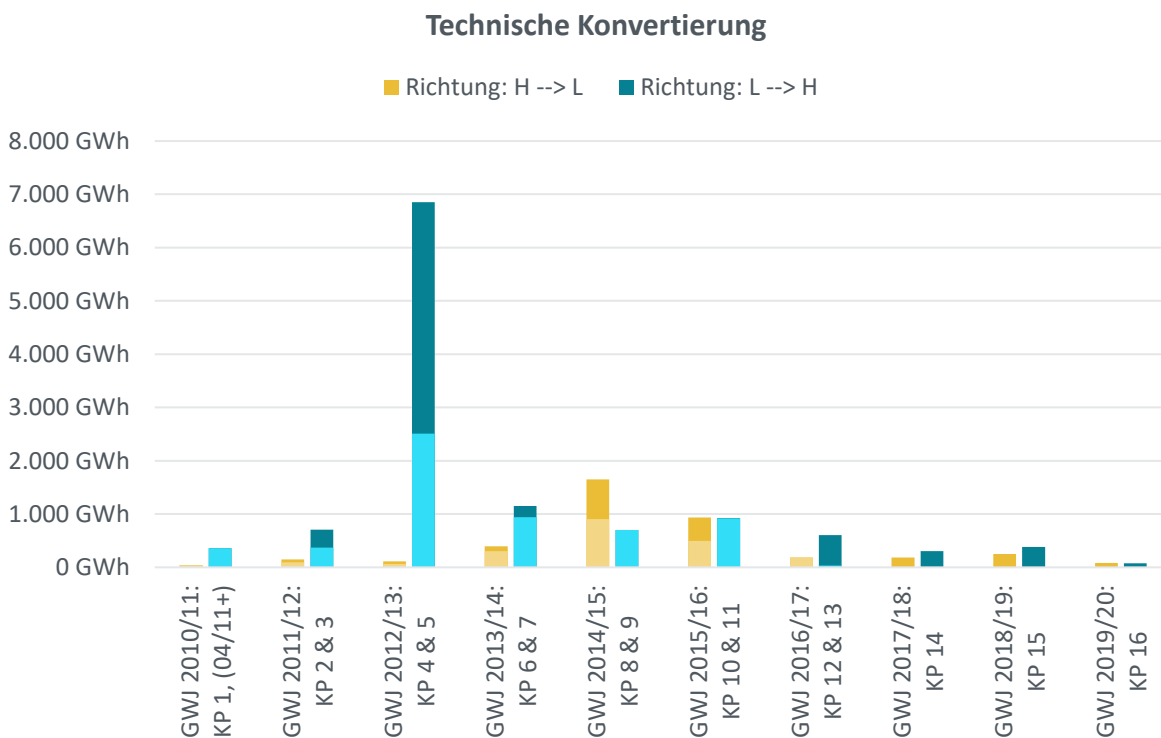


Abbildung 3: Technische Konvertierung

Wobbe-Index des aus den Niederlanden transportierten L-Gases zur Folge, welche dazu führt, dass das L-Gas einen höheren Brennwert hat. Dies wirkt wiederum limitierend auf das Konvertierungsvermögen der Mischanlage Werne von H-Gas nach L-Gas. Aufgrund des Rückgangs der niederländischen L-Gas-Produktion im Gasfeld Groningen, ist auch zukünftig von einem limitierten Konvertierungsvermögen der Mischanlage Werne auszugehen.

### TRANSPORTKONVERTIERUNG

Transportkonvertierung als kommerzielle technische Konvertierungsmaßnahme wird immer dann eingesetzt, wenn die Buchung von gegenläufigen Kapazitäten in und aus den Niederlanden günstigere Gesamtkosten verursacht, als der entsprechende gegenläufige Kauf und Verkauf von Regelenergie. Diese Maßnahme wird seit September 2018 eingesetzt, nimmt aber nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtkonvertierung ein. Aufgrund der relativ geringen Preisspreads beim börslichen Handel auf der einen Seite und den gestiegenen Transportkosten zwischen den Niederlanden und dem Marktgebiet NCG auf der anderen Seite, muss auch zukünftig von einer geringen Nutzung ausgegangen werden. Die Einsatztage und Mengen sind Tabelle 2 zu entnehmen.

Gastag	Transportkonvertierung (H → L)		Transportkonvertierung (L → H)	
	11.09.2018	24 GWh	35.738,34 €	0 GWh
29.09.2018	24 GWh	35.738,34 €	0 GWh	- €
30.09.2018	24 GWh	35.738,34 €	0 GWh	- €

Tabelle 2: Transportkonvertierungsmengen und -kosten

## 2.3. EINSATZ VON KOMMERZIELLEN KONVERTIERUNGSMAßNAHMEN

### BERECHNUNGSANSATZ DER KOMMERZIELLEN KONVERTIERUNGSMENGE

Der Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen ist immer dann erforderlich, wenn der Einsatz technischer Konvertierungsmaßnahmen nicht ausreicht, um Marktverschiebungen auszugleichen.

Zur Ermittlung der kommerziellen Konvertierungsmenge werden zunächst jeweils die Summen aus der verkauften Regelenergie in der überspeisten Gasqualität und der gekauften Regelenergie in der unterspeisten Gasqualität ermittelt. Da bei globalen Regelenergieabrufen die Gasqualität für die Bedarfsdeckung nicht entscheidend war, werden für die Regelenergieabrufe beim Einsatz kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen nur die Abrufkriterien "Quality" und "Local" in den Produktvarianten „Rest of the Day“ und „Day Ahead“ berücksichtigt. Liegt ein gegenläufiger Regelenergieeinsatz in unterschiedlichen Gasqualitäten vor (z.B. H-Gas-Verkauf und L-Gas-Kauf), wird dieser mit der Konvertierungsrichtung der bilanziellen netzweiten Konvertierung verglichen. Haben gegenläufiger Regelenergieeinsatz und bilanzielle netzweite Konvertierung dieselbe Richtung, so stellt der betragsmäßig geringere Wert aus gegenläufigem Regelenergieeinsatz und bilanzieller netzweiter Konvertierung die kommerzielle Konvertierungsmenge pro Richtung dar.

Bei gegenläufigem Einsatz von Regelenergie innerhalb einer Gasqualität wird der Brutto-Anteil herangezogen, d.h. wenn im überspeisten Marktgebiet an einem Tag sowohl Gas verkauft als auch gekauft wurde, wird nur der Verkaufsanteil betrachtet und nicht mit dem Kaufanteil dieser Qualität verrechnet. Die Verrechnung innerhalb derselben Qualität würde zu einer Reduzierung der Verkaufs- oder Kaufmenge führen, die nicht dem tatsächlichen Abrufverhalten entspricht. Für die andere Gasqualität wird dieser Wert nach den gleichen Grundsätzen ermittelt. Als gegenläufige Regelenergiemenge wird der betragsmäßig kleinere Wert bestimmt.

### ENTWICKLUNGEN IN DEN KONVERTIERUNGSPERIODEN

Die extremen kommerziellen Konvertierungsbedarfe aus dem Frühjahr 2016 haben sich bisher nicht wiederholt. Durch das konstante Konvertierungsentgelt wird insb. in den Wintermonaten moderat in der Richtung H-Gas nach L-Gas bilanziell konvertiert, was sich in ebenso moderaten kommerziellen Mengen niederschlägt. Allerdings treten auch in den Wintermonaten zeitweilig bilanzielle Konvertierung von bis zu 400 GWh pro Tag und über 3 TWh pro Monat (Januar 2017 und 2019, Februar 2018) auf, die in kommerziellen Konvertierungsmengen von über 300 GWh pro Tag bzw. 2 TWh pro Monat resultieren.

Die starke Inanspruchnahme der bilanziellen Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas insbesondere in den Sommermonaten resultiert nicht, bzw. nur sehr vereinzelt, in kommerziellen Konvertierungsmengen in der Richtung L-Gas nach H-Gas. Dies ist darin begründet, dass auf Seiten der Niederlande aufgrund der Förderbeschränkungen für L-Gas ein Interesse besteht, den Absatz von L-Gas weitestgehend zu reduzieren. Die durch die Transportkunden zusätzlich angestellten L-Gasmengen an den Grenzübergangspunkten werden daher oftmals in beiderseitigem Einvernehmen der jeweils betroffenen Fernleitungsnetzbetreiber abgetauscht gegen H-Gasmengen an anderen Grenzübergangspunkten. Dieser Abtausch führt zu

einer Reduzierung des Bedarfs nach technischer und kommerzieller Konvertierung durch den MGV. Dieser Effekt war auch in der fünfzehnten und sechzehnten Periode zu beobachten und führte, obwohl beide Perioden die zwei höchsten Gesamtmengen an bilanzieller Konvertierung aufweisen, zu minimalen Mengen kommerzieller Konvertierung in der Richtung L-Gas nach H-Gas.

Abbildung 4 fasst die Mengen der kommerziellen Konvertierung aus den einzelnen Konvertierungsperioden bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr zusammen und stellt deren Entwicklung grafisch dar. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Ab der vierzehnten Periode umfassen diese jeweils ein gesamtes Gaswirtschaftsjahr.

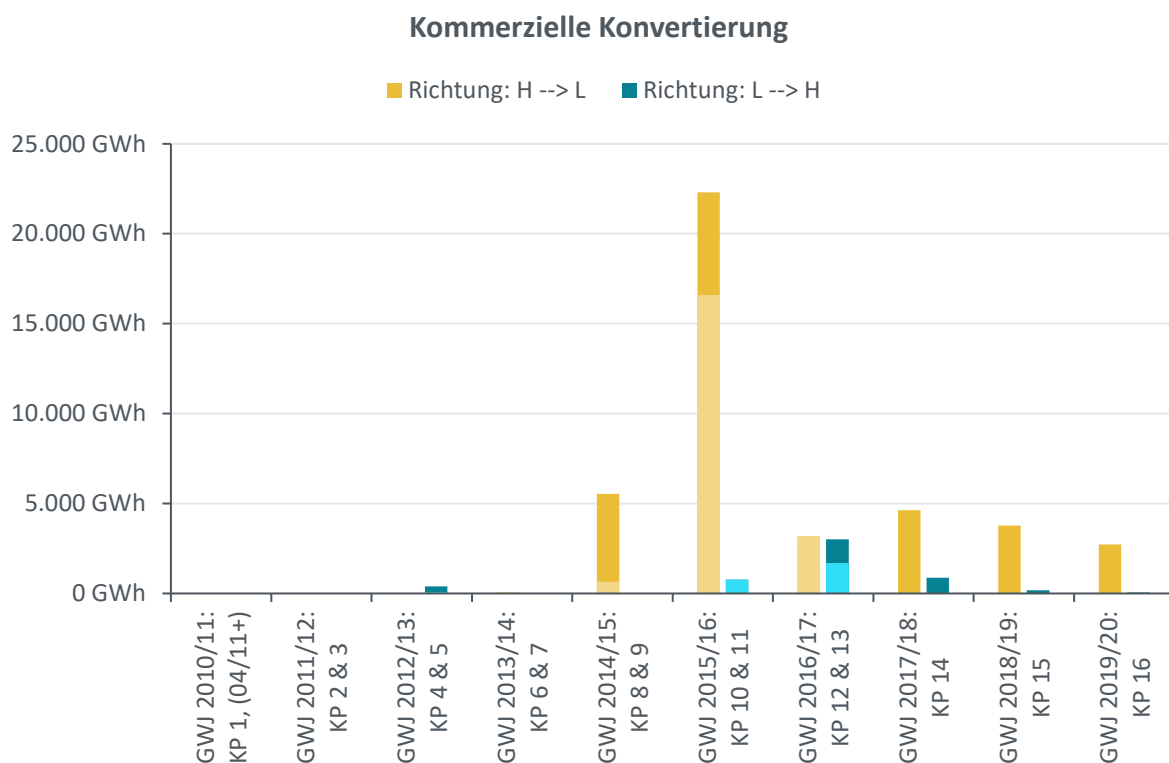


Abbildung 4: Kommerzielle Konvertierung

## 2.4. ENTWICKLUNG PHYSISCHER EINSPEISEMENGEN ÜBER ALLE BILANZKREISE

Nach dem Festlegungsbeschluss Konni Gas kann der MGV eine Konvertierungsumlage vom BKV erheben, wenn die Kosten aus dem Konvertierungssystem nicht mit den eingenommenen Erlösen aus Konvertierungsentgelten gedeckt werden können. Die Konvertierungsumlage wird auf alle physischen Einspeisemengen bzw. auf die hierauf beruhenden Allokationen erhoben, die in einen Bilanzkreis mit Status FZK oder einen Bilanzkreis mit dem Status DZK eingebracht wurden. Ausgenommen sind rein virtuelle Einspeisungen wie z.B. Handelsgeschäfte am virtuellen Handlungspunkt und physische Einbringungen in einen BZK-Bilanzkreis.

Die Konvertierungsumlage wird aktuell auf folgende Einspeisezeitreihentypen erhoben:

- Zeitreihentyp „Entryso“
- Zeitreihentyp „Entry Biogas“
- Zeitreihentyp „Entry Wasserstoff“

In Abbildung 5 werden die relevanten physischen Einspeisemengen bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr dargestellt – helle/dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Ab der vierzehnten Periode umfassen diese jeweils ein gesamtes Gaswirtschaftsjahr.

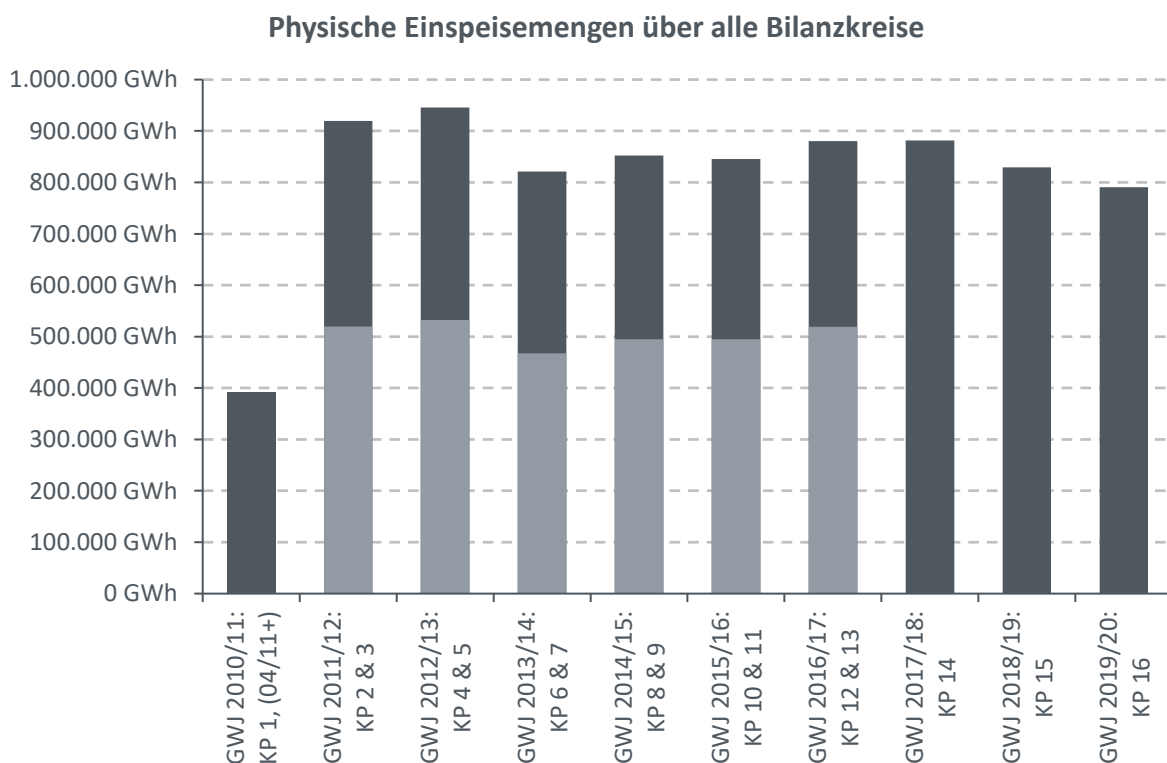


Abbildung 5: Physische Einspeisemengen



### 3. EVALUIERUNG DES KONVERTIERUNGSSYSTEMS ANHAND DER INDIKATOREN ZUR ERMITTLUNG DES ANREIZORIENTIERTEN KONVERTIERUNGSENTGELTS

Bei der Ermittlung der Höhe des anreizorientierten Konvertierungsentgelts wendet NCG gemäß der angepassten Festlegung Konni Gas sachgerechte, der Funktion der Verhaltenssteuerung entsprechende Indikatoren an. Neben den drei von der BNetzA vorgeschlagenen Indikatoren nutzt NCG zwei zusätzliche Indikatoren. Die ersten vier dieser Indikatoren stellen darüber hinaus ein geeignetes Instrument zur Evaluierung des Konvertierungssystems dar und werden demnach im Evaluierungsbericht ebenfalls herangezogen:

- Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H- nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet ([Indikator 1](#))
- Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen ([Indikator 2](#))
- Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet ([Indikator 3](#))
- Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen in der Qualität L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet ([Indikator 4](#))

Die Entwicklung der Kostenparameter an den VHPs NCG und TTF sowie der Transportkosten zwischen den Marktgebieten NCG und TTF können Indikator fünf entnommen werden:

- Ermittlung des wirtschaftlichen „Break-Even“ zwischen einer Beschaffung von L-Gas am niederländischen Handelspunkt TTF und dem Transport in die L-Gas-Netzgebiete des Marktgebiets NCG sowie einer Beschaffung von H-Gas im Marktgebiet NCG und der Nutzung der Bilanziellen Konvertierung zum Ausgleich eines L-Gas Absatzes in Abhängigkeit von der Höhe des Konvertierungsentgelts ([Indikator 5](#))

### 3.1. INDIKATOR 1: ANTEIL DER BILANZIELLEN KONVERTIERUNG VON H- NACH L-GAS ZUM L-GAS-ABSATZ IM MARKTGEBIET

Zu Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz in den vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 6 wird beginnend mit Oktober 2012 der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Indikator Eins zeigt anschaulich die Abhängigkeit der bilanziellen Konvertierungsmengen vom gegebenen Konvertierungsentgelt. Die Absenkung im April 2015 auf 30 ct/MWh führte zu einem Anstieg der durch H-Gas und Konvertierung versorgten L-Gas-Exits (maximale Tageswerte) auf über 50 %; dieser Anteil stieg im Winter 2015/2016 auf über 70 %. Nach der Festlegung auf 45 ct/MWh hat sich der Anteil der bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz auf ein systemverträgliches Maß reduziert, welches gleichzeitig eine relevante Nutzung des Konvertierungssystems widerspiegelt. Der Zielwert von 20 % wird in jeder Periode in mindestens zwei Monaten überschritten, allerdings liegen die Spitzenwerte (mit Ausnahme des April 2016) immer deutlich unter 50 %.

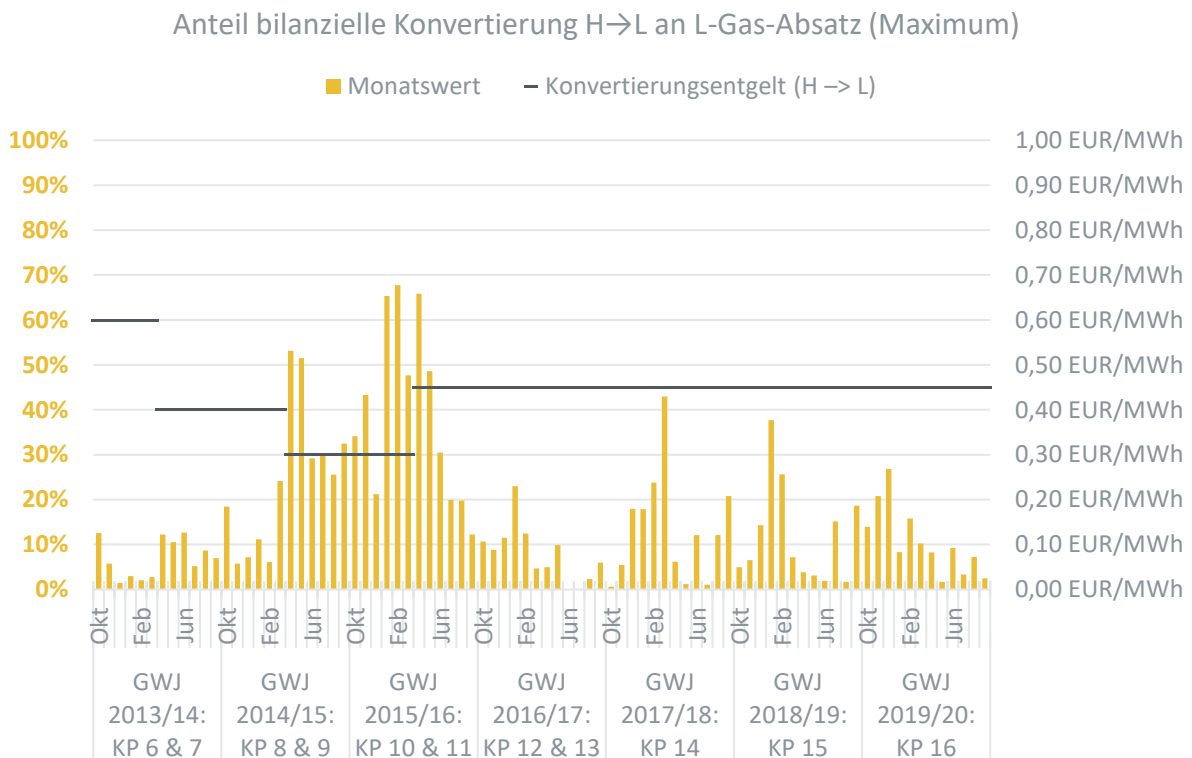


Abbildung 6: Indikator 1 - Anteil Bilanzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

### 3.2. INDIKATOR 2: ANTEIL DES REGELENERGIEAUFKOMMENS FÜR KONVERTIERUNGSZWECKE FÜR DIE KONVERTIERUNGSRICHTUNG H- NACH L-GAS AN DEM GESAMTEN REGELENERGIEAUFKOMMEN

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Kommerziellen Konvertierung von H- nach L-Gas am gesamten Regelenergie-Aufkommen (SystemBuy und SystemSell) der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 7 wird beginnend mit Oktober 2012 das arithmetische Mittel über alle Tagesanteile des jeweiligen Monats dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Dieser Indikator ist aus Sicht der NCG begrenzt aussagefähig, da er letztlich stark von der Höhe des Regelenergieaufkommens abhängig ist. Falls das Regelenergieaufkommen aufgrund anderer Einflüsse sehr hoch ist, würde trotz verhältnismäßig starkem Konvertierungsverhalten und entsprechender Kommerzieller Konvertierung immer noch ein vergleichsweise geringer Anteil am Gesamtregelenergieeinsatz entstehen.

Nichtsdestoweniger zeigt sich eine ähnliche Entwicklung in Indikator Zwei wie in den übrigen Indikatoren: Nach einem Anstieg des Anteils der für kommerzielle Konvertierung aufgewendeten Regelenergie durch die Absenkung des Entgelts auf 30 ct/MWh im April 2015 auf Monatsdurchschnittswerte von über 40 %, die sich im Winter 2015/2016 auf über 75 % erhöhten, sanken diese nach Erhöhung des Entgelts auf 45 ct/MWh wieder auf systemverträgliche Anteile. Insbesondere in den Wintermonaten entfallen weiterhin bis zur Hälfte der Regelenergieeinsätze auf kommerzielle Konvertierung.

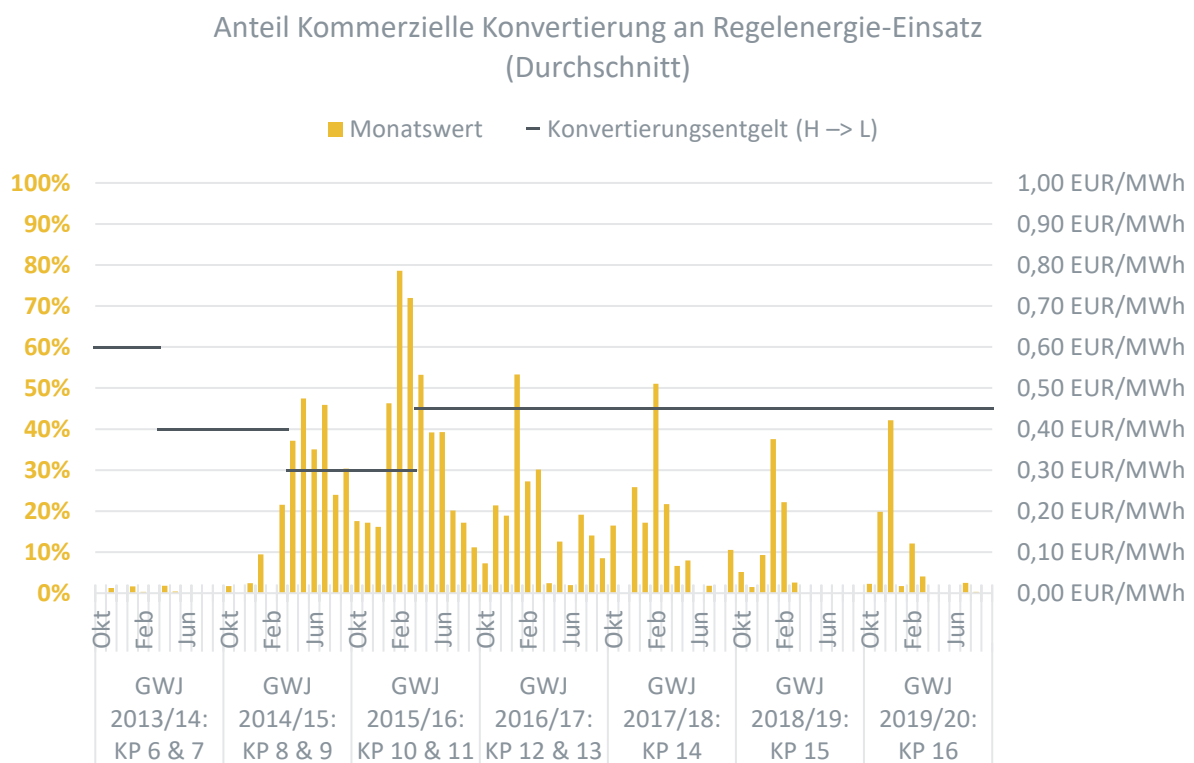


Abbildung 7: Indikator 2 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz

### 3.3. INDIKATOR 3: ANTEIL DES REGELENERGIEAUFKOMMENS FÜR KONVERTIERUNGSZWECKE FÜR DIE KONVERTIERUNGSRICHTUNG H- NACH L-GAS AM L-GAS-ABSATZ IM MARKTGEBIET

Zu Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der kommerziellen Konvertierung von H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 8 wird beginnend mit Oktober 2012 der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Dieser Indikator ist geeignet zu beurteilen, ob NCG aufgrund des Konvertierungsverhaltens der Marktteilnehmer zum überwiegenden Beschaffer von L-Gas wird. Die in den zuvor aufgeführten Indikatoren festgestellten Verläufe lassen sich in Indikator Drei ebenso wiederfinden. Auch der Anteil der kommerziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz steigt bei Absenkung des Konvertierungsentgelts auf 30 ct/MWh deutlich an (maximale Tageswerte von über 60 %) und fällt nach Anhebung des Konvertierungsentgelts auf 45 ct/MWh seit April 2016 wieder auf ein systemverträgliches Maß von im Regelfall unter 30 %. In der sechzehnten Periode liegt der Spitzenwert im Dezember 2019 bei knapp über 20 %.

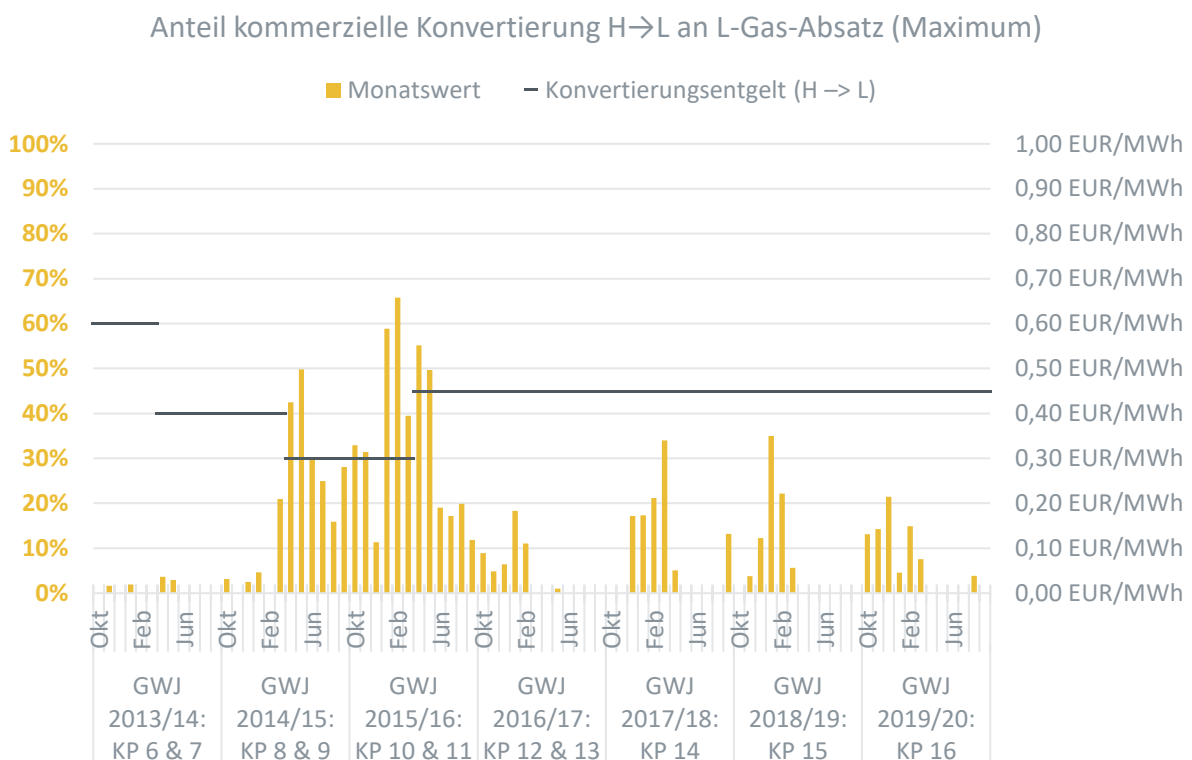


Abbildung 8: Indikator 3 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

### 3.4. INDIKATOR 4: ANTEIL DER REGELENERGIEEINKAUFSMENGEN IM L-GAS AM L-GAS-ABSATZ IM MARKTGEBIET

Zu Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 9 wird beginnend mit Oktober 2012 der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Dieser Indikator zeigt, zu welchem Anteil NCG Regelernergie für die Versorgung der L-Gas-Kunden beschafft, auch wenn dem keine gegenläufige Kommerzielle Konvertierung zugrunde liegt. Der Anteil von L-Gas-SystemBuy am L-Gas-Absatz gibt somit unmittelbar an, zu welchem Grad NCG zum Beschaffer von L-Gas wird.

Auch Indikator Vier spiegelt die Auswirkungen der Absenkung des Konvertierungsentgeltes im April 2015 auf 30 ct/MWh deutlich wider: Nachdem die Anteile der Versorgung der L-Gas-Kunden durch Regelernergie zuvor immer unter 20 % lagen, stiegen diese nach April 2015 zuerst auf über 50 % um in der folgenden Winterperiode auf Maximalwerte von fast 90 % anzu- steigen. Seit der Festlegung des Konvertierungsentgeltes auf 45 ct/MWh im April 2016 liegen die maximalen Beschaffungsanteile durch NCG wieder in einen hinnehmbaren Bereich (mit der Ausnahme der ersten beiden Monate April/Mai 2016). Insbesondere in der Winterjahres- hälfte steigen die durch NCG als Regelernergie zu beschaffenden Mengen im L-Gas jedoch wei- terhin regelmäßig auf nahe 50 %. Sollten Anteile von 50 % oder mehr für längere Zeiträume auftreten würde dies zu hohen Kosten des Konvertierungssystems führen.

4. Anteil SystemBuy L-Gas an L-Gas-Absatz (Maximum)

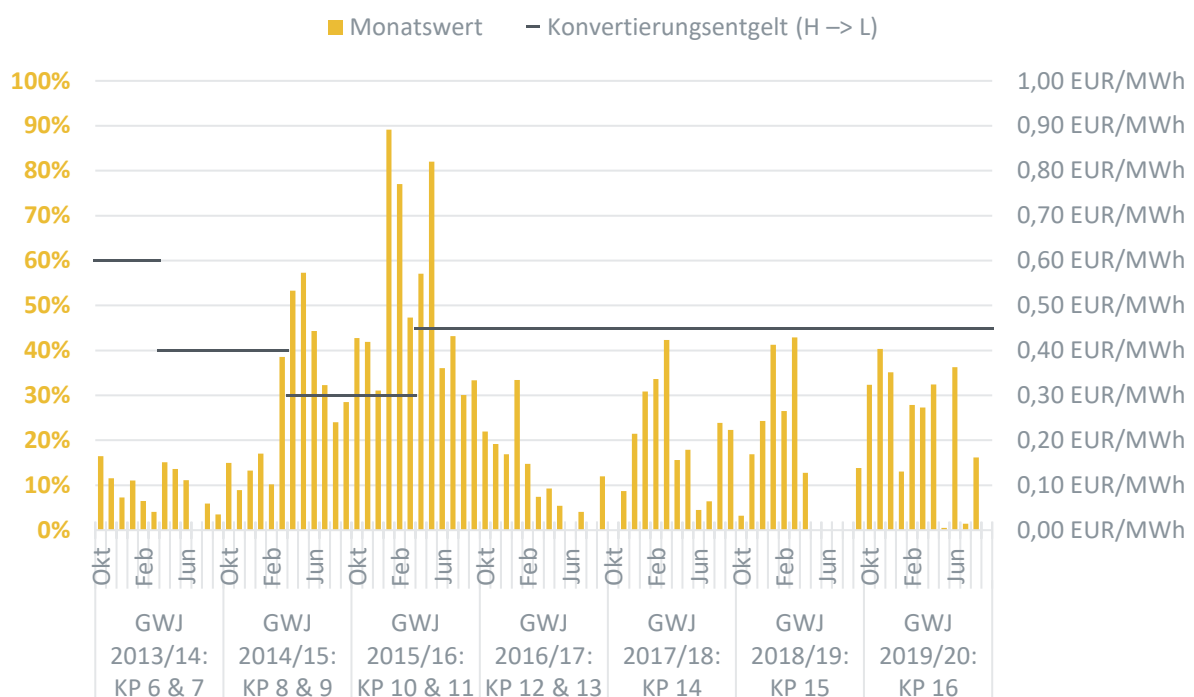


Abbildung 9: Indikator 4 - Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

### 3.5. INDIKATOR 5: WIRTSCHAFTLICHER „BREAK-EVEN“

Zur Ermittlung des Indikators wird in Abhängigkeit von der Höhe des Konvertierungsentgelts der wirtschaftliche „Break-Even“ errechnet, bei dem die physische Bereitstellung von L-Gas über den niederländischen Handelspunkt TTF inklusive der Transportkosten und die Bereitstellung von H-Gas aus dem Marktgebiet NCG kostentechnisch vergleichbar sind. Dieser Punkt ist genau dann erreicht, wenn folgende Gleichung wahr ist:

$$\begin{aligned} \text{TTF-PREIS} + \text{TRANSPORTKOSTEN (NL NACH DE)} + \text{KONVERTIERUNGSMARGE} \\ = \text{NCG-PREIS} + \text{VHP-ENTGELT} + \text{KONVERTIERUNGSENTGELT} \end{aligned}$$

Nach Konvertierungsentgelt aufgelöst ergibt sich das ermittelte Entgelt wie folgt:

$$\begin{aligned} \text{KONVERTIERUNGSENTGELT} = (\text{TTF-PREIS} - \text{NCG-PREIS}) + \text{TRANSPORTKOSTEN} \\ (\text{NL NACH DE}) + \text{KONVERTIERUNGSMARGE} - \text{VHP-ENTGELT} \end{aligned}$$

Dieser Indikator ist aus Sicht von NCG der wichtigste Indikator und bildete in der ursprünglichen Festlegung Konni Gas die Grundlage für die Festlegung des Konvertierungsentgelts und dessen Obergrenze. Er bezieht die unterschiedlichen Beschaffungswege zur Versorgung von L-Gas-Endkunden im qualitätsübergreifenden Marktgebiet ein und bewertet sie im Verhältnis zueinander. Marktteilnehmer können L-Gas-Endkunden entweder mit L-Gas insbesondere aus den Niederlanden oder aber mit H-Gas durch Nutzung der Bilanziellen Konvertierung versorgen. Wenn die Kosten für eine Beschaffung in Deutschland mit anschließender Bilanzieller Konvertierung niedriger sind, ist davon auszugehen, dass Marktteilnehmer eher eine Beschaffung in Deutschland anstreben.

In Abbildung 10 wird der Verlauf des so bestimmten Konvertierungsentgelts auf Monatsbasis seit Oktober 2016 dargestellt. Aufgrund der über das Jahr hinweg schwankenden Transportkosten ergeben sich rechnerisch unterschiedliche „Break-Even“-Werte, die jedoch von Jahr zu Jahr bis zur Einführung der Festlegung REGENT nur wenig variieren. Ab 2020 liegen diese jedoch deutlich über den sich in den Vorjahren ergebenden Werten, da die deutlich gestiegenen Transportkosten aus den Niederlanden nach Deutschland ein höheres Konvertierungsentgelt zur Folge haben, um weiterhin einen Anreiz zu schaffen, Gasmengen in angemessenen Anteilen aus den Niederlanden zu importieren.

BreakEven-Konvertierungsentgelt  
 (min. Transportentgelte)

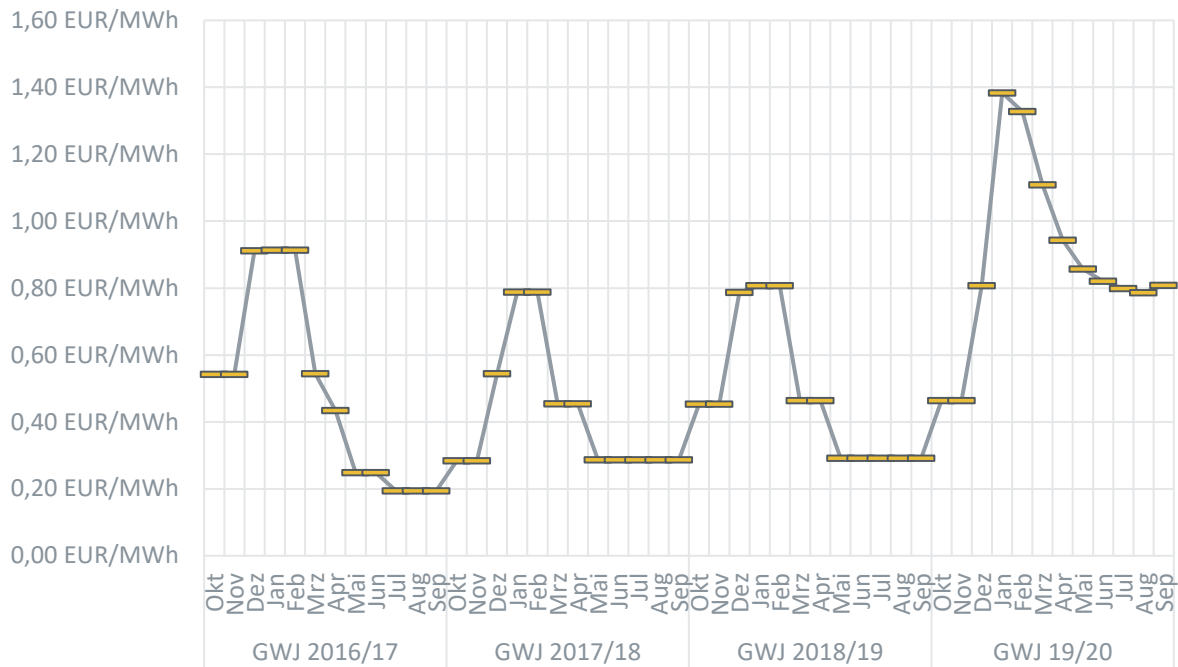


Abbildung 10: Indikator 5 - Wirtschaftlicher „Break-Even“

## 4. KOMMERZIELLE EINSCHÄTZUNG

### 4.1. ERLÖSE UND KOSTEN AUS DEM KONVERTIERUNGSSYSTEM

#### BERECHNUNGSANSATZ DER ERLÖS- UND KOSTENPOSITIONEN

Die Erlöse aus dem Konvertierungssystem basieren auf den mit den jeweiligen Konvertierungsentgelten abgerechneten bilanziellen Konvertierungsmengen, sowie den mit der jeweiligen Konvertierungsumlage abgerechneten Entry-Mengen gegenüber den BKV. Erlöse aus kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen gab es bislang nicht. Diese könnten theoretisch durch eine positive Preisdifferenz aus Regelenergieverkäufen und zeitgleichen Regelenergiekäufen entstehen (Arbeitspreis SystemSell abzgl. Arbeitspreis SystemBuy).

Die Kosten aus dem Konvertierungssystem ergeben sich grundsätzlich aus Commoditykosten aufgrund gegenläufiger Regelenergiekäufe und -verkäufe sowie anteiligen Kosten für Kapazitätsbuchungen und die Vorhaltung von Regelenergie-Langfristprodukten. Dazu kommen Kosten technischer Konvertierung für Transportkonvertierung (Leistungskosten der gebuchten Kapazitäten) sowie für die Inanspruchnahme von Mischanlagen Dritter – letzteres ist bei NCG nicht gegeben.

Zur Berechnung der Commoditykosten werden zunächst die kommerziellen Konvertierungsmengen je Tag ermittelt. Anschließend werden die mengengewichteten Durchschnittspreise der Regelenergiekäufe und -verkäufe der entsprechenden Konvertierungsrichtung berechnet. Die Preisdifferenz aus qualitätsscharfen Regelenergieverkäufen (SystemSell) und Regelenergieankäufen (SystemBuy) wird dabei mit der kommerziellen Netto-Konvertierungsmenge (Betrag der kommerziellen Konvertierungsmenge nach Ziffer 2.3 in einer Richtung) an dem jeweiligen Tag multipliziert.

Im nächsten Schritt erfolgt die Ermittlung des Aufteilungsschlüssels zur Zuordnung der Kosten für die langfristige Regelenergievorhaltung sowie für die Kapazitätsbuchungen zur Beschaffung von L-Gas am niederländischen TTF. Zur Abgrenzung der Kosten wird zunächst der Anteil der Regelenergiemenge zur Deckung der Konvertierung (kommerzielle Konvertierungsmenge) am gesamten Regelenergiebedarf des jeweiligen Tages ermittelt. Daraus ergibt sich der Aufteilungsschlüssel. Danach werden die Kosten für die Vorhaltung von Regelenergie (je Quartal) ratierlich auf jeden Tag im Quartal aufgeteilt. Ebenso werden die Kapazitätsbuchungskosten, abzüglich der direkt dem Konvertierungssystem zugeordneten Kapazitätskosten aus Transportkonvertierung, auf Tagesbasis umgerechnet. Anschließend wird der Aufteilungsschlüssel auf die ermittelten Tageskosten an dem entsprechenden Tag angewendet, um die Kosten anteilig dem Konvertierungssystem zuordnen zu können.

Nachdem sich in der vierzehnten Periode die Kosten nahezu verdoppelt haben, sind in den folgenden Perioden die Kosten entgegen den jeweiligen Prognosen wieder niedriger ausgefallen. Dadurch konnte die Konvertierungsumlage in der sechzehnten Periode auf 0,00 EUR/MWh gesenkt werden. In dieser Periode wurden die Erlöse somit ausschließlich durch Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt erzielt; Kosten und Erlöse hielten sich in der aktuell betrachteten Periode ungefähr die Waage.



In Abbildung 11 werden die Konvertierungskosten und Konvertierungserlöse bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr dargestellt – helle/dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar. Ab der vierzehnten Periode umfasst die Konvertierungsperiode jeweils das gesamte Gaswirtschaftsjahr.

#### 4.2. STAND KONVERTIERUNGSKONTO UND LIQUIDITÄTSPUFFER

Durch die Änderung der Konni Gas ist der MGV seit dem 1. April 2017 berechtigt, einen notwendigen Liquiditätspuffer bei der Bemessung von Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage zu berücksichtigen. Der Liquiditätspuffer im Konvertierungskonto dient dazu, Prognoseunsicherheiten abzubilden und Liquiditätsrisiken des MGV zu reduzieren.

Entsprechend der Konni Gas erfolgt eine monatliche Veröffentlichung des Konvertierungskontos durch die MGV (siehe Abbildung 12). Die Veröffentlichung des Kontostandes erfolgt bis zum 5. Werktag des Folgemonats auf Basis vorläufiger Daten. Dieser Kontostand wird aktualisiert, wenn alle für die Veröffentlichung eines Abrechnungsmonats erforderlichen endgültigen Werte vorliegen, in der Regel 10 Werktage nach Ende des zweiten Folgemonats.

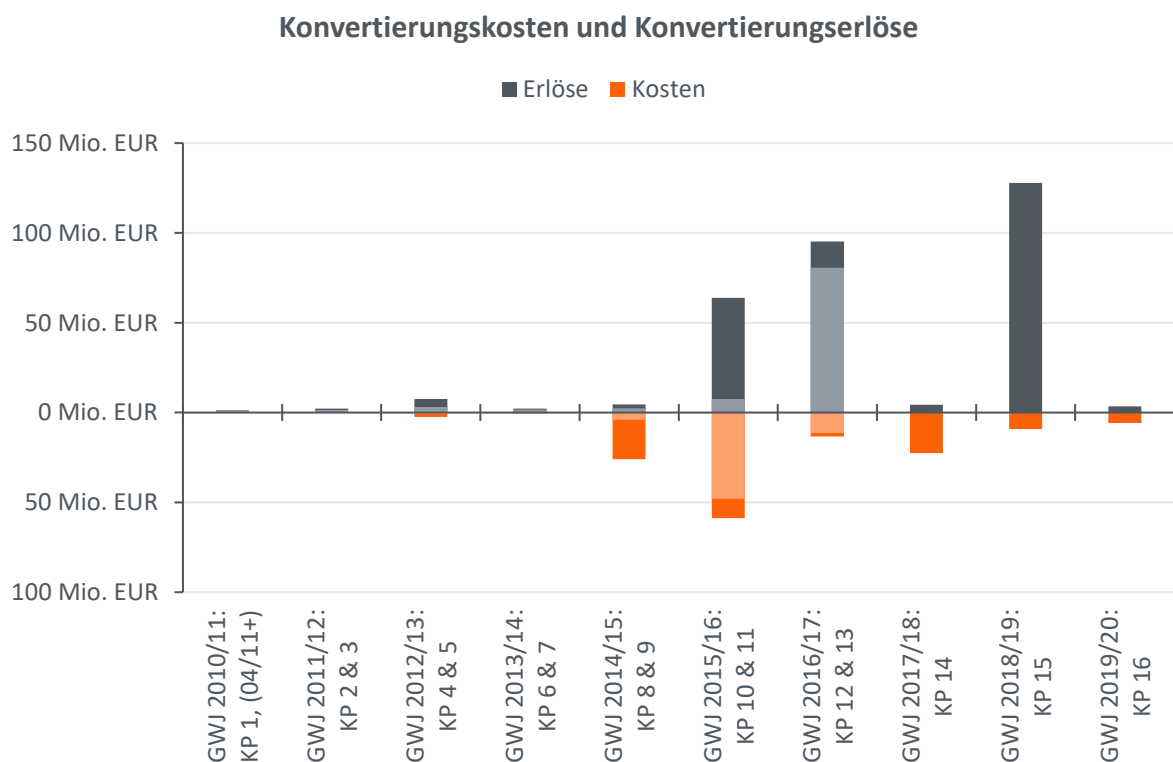


Abbildung 11: Konvertierungskosten und -erlöse

### Entwicklung Konvertierungskonto

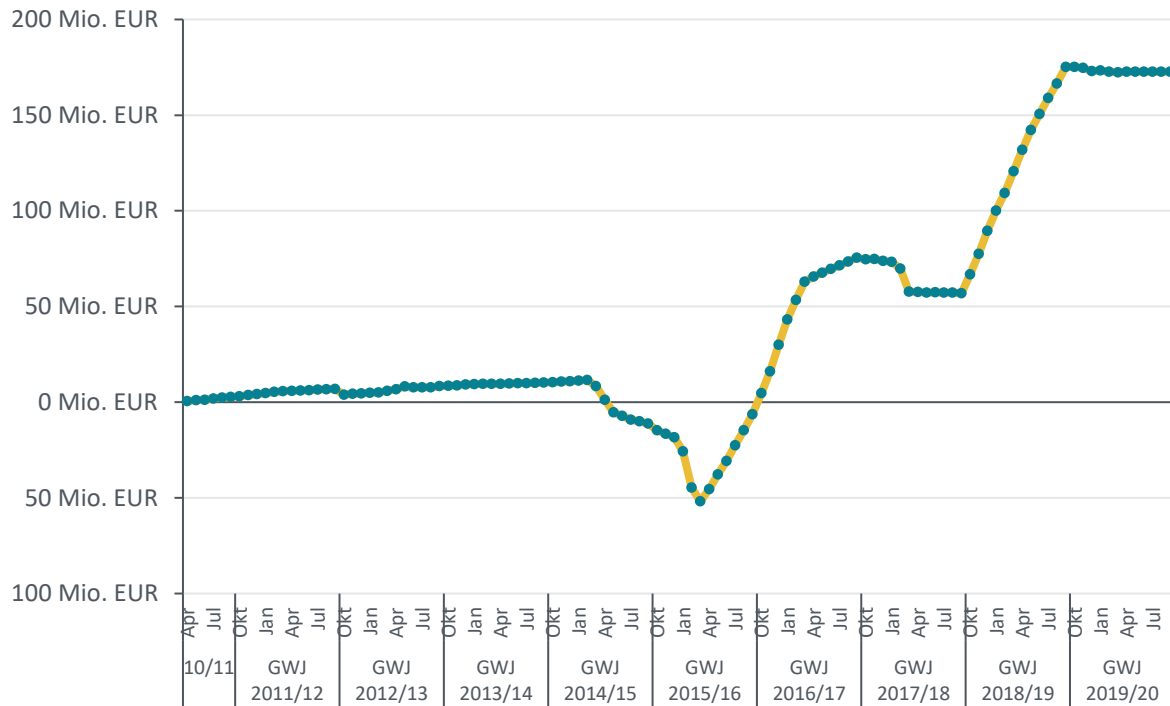


Abbildung 12: Entwicklung Konvertierungskonto

Der abschließende Stand des Konvertierungskontos für das GWJ 2019/20 beträgt Ende September 2020 173 Mio. EUR (Zum Vergleich: Ende des GWJ 2018/19 lag der Kontostand bei 175 Mio. Euro). Aufgrund der gegenüber der Prognose deutlich geringer ausgefallenen Kosten, überstieg der Kontosaldo somit den angestrebten Liquiditätspuffer von 145 Mio. EUR um ca. 28 Mio. EUR. Die Kosten-/Erlös-Prognose für das laufende Gaswirtschaftsjahr 2020/21 sieht einen Endstand des Kontos in ungefährender Höhe des Liquiditätspuffers von 166 Mio. EUR voraus.

Für den Zeitraum 01. Oktober 2020 bis 30. September 2021 ergibt sich für das Marktgebiet NCG ein Gesamtliquiditätspufferbedarf für Konvertierung in Höhe von rd. 166 Mio. EUR. Die Festlegung des Liquiditätspuffers erfolgt auf Basis NCG-interner Risikobeurteilungen. Diese resultieren insbesondere aus Risiken im Zusammenhang mit der Regelenergiebeschaffung sowie der Reduzierung der Produktionsmengen im Gasfeld Groningen; daneben fließen Vorfinanzierungseffekte, Marginanforderungen, Risiken bei der Kontrahierung von Langfristoptionen und sonstigen Risikopositionen ein.

Risiken im Zusammenhang mit Regelenergiebeschaffung: Bei den Unsicherheiten in der Mengenprognose für Regelenergie ist zu beachten, dass die auf die kommerzielle Konvertierung entfallenden Regelenergiemengen von Jahr zu Jahr teilweise um den Faktor sieben schwanken. (siehe auch Kapitel 2.3 zum Einsatz von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen). Die im Liquiditätspuffer berücksichtigten Risiken bei der Preisprognose entsprechen den Unsicherheiten zwischen den zum Planungszeitpunkt gültigen Futurepreisen und den in Zukunft

eintretenden Preisen bei der qualitätsscharfen und lokalen Beschaffung von Regelenergie. Die unterschiedlichen Preisaufschläge bzw. -abschläge in den jeweiligen Orderbüchern können zu starken Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlich erzielten Preisen führen. Darüber hinaus muss der Liquiditätspuffer abrupte und deutliche Preissteigerungen berücksichtigen, deren Einfluss sich mit einem tagesbasierten Marktpreiskorridor als Prognosegrundlage nicht sinnvoll abbilden lässt („Kälteperiode im Februar/März 2018“) – selbst bei gleichbleibendem Konvertierungsentgelt schwanken die Kosten um den Faktor zwei bis drei (siehe auch das vorhergehende Kapitel 4.1).

Risiken im Zusammenhang mit der Reduzierung der Produktionsmengen im Gasfeld Groningen und der damit zusammenhängenden Versorgung mit L-Gas aus den Niederlanden: Anders als bisher angenommen soll die Förderung von L-Gas aus dem Produktionsfeld in Groningen statt 2030 schon Mitte 2022 beendet werden. Insbesondere besteht im Zusammenhang mit der Reduzierung der Fördermengen ein Preisrisiko, da die Preise für die Beschaffung von L-Gas gerade im Winter weit über den Preisen für H-Gas liegen. Dieser Effekt könnte sich durch die Reduzierung der Fördermengen noch deutlich verschärfen. Um dennoch die Versorgungssicherheit im Bereich L-Gas darstellen zu können wird das mögliche Risiko im aktuellen Liquiditätspuffer berücksichtigt. Weitere Informationen zur Reduzierung der Produktionsmengen im Gasfeld Groningen finden sich in Kapitel 5 bezüglich der Notwendigkeit zur Beibehaltung des Konvertierungssystems.

Risiken im Zusammenhang mit Vorfinanzierungseffekten: Die kommerziellen Konvertierungskosten fallen für den MGV aufgrund der D+1 Abrechnung börslich gehandelter Regelenergieprodukte unmittelbar an. Da die Erlöse aus Konvertierungsentgelten insb. hohe Kosten aus kommerzieller Konvertierung nur zu geringen Teilen decken, findet hierdurch kein zeitnaher Ausgleich der Kostenposition statt. Die Kosten können nur durch Einnahmen aus der Konvertierungsumlage ausgeglichen werden. Bis zur Berechnung und Festlegung der Umlage muss der MGV über entsprechende liquide Mittel verfügen, um die entstehenden Kosten bis zur Einnahme über die Umlage vorzufinanzieren.

Risiken im Zusammenhang mit der Erhöhung der Marginanforderungen der Clearinghäuser: Je nach Höhe der täglich beschafften Regelenergie erhöhen sich die Marginanforderungen durch die Clearinghäuser. Insbesondere bei kurzfristigen, sehr hohen Regelenergiekosten steigen diese parallel für einen mehrwöchigen Zeitraum sprunghaft stark an. Begründet sich die Regelenergieverursachung in bilanzieller Konvertierung, so muss auch die Marginanforderung anteilig im Liquiditätspuffer für das Konvertierungssystem berücksichtigt werden. Die hierfür nötigen liquiden Mittel sind zusätzlich vom MGV vorzuhalten und kurzfristig beim betreffenden Clearinghaus zu hinterlegen und stehen dem MGV für den operativen Betrieb nicht weiter zur Verfügung.

Risiken im Zusammenhang mit der Kontrahierung von Langfristoptionen: Zur Steigerung der Versorgungssicherheit kontrahiert der MGV für die Wintermonate in Abstimmung mit dem BMWi LTO-Leistungen. Die Kosten für LTO-Leistungspreise sind in der jeweiligen Kosten-/Erlösprognose zu berücksichtigen. Auf die ermittelten Leistungen sind je Monat die Bedarfe zur Absicherung gegen dynamische Effekte anzurechnen. Aufgrund des Verursachungsprinzips

werden auch aus den Kosten, bzw. Kostenrisiken für die Kontrahierung von Langfristoptionen gemäß der Vorjahresschlüssel (monatlicher Anteil Regelenergie für Konvertierungszwecke, siehe das vorhergehende Kapitel 4.1) im Zusammenhang mit kommerzieller Konvertierung stehende Kosten anteilig im Liquiditätspuffer für das Konvertierungssystem berücksichtigt. Auch hier entstehen die Risiken aus dem Zusammenhang von Unsicherheiten in der Leistungs- und Preisentwicklung. Die Ermittlung der Leistung kann erst nach Erstellung der Kostenprognose für die betreffende Umlageperiode erfolgen. Die für die Vorhaltung angebotenen Leistungspreise wiederum sind in den letzten vier Jahren um mehr als den Faktor drei gestiegen – mit entsprechenden Auswirkungen auf den zu berücksichtigenden Liquiditätspuffer.

Sonstige Risikopositionen: Neben den genannten Risiken bestehen für den MGV weitere, geringer ausfallende Positionen, die bei der Berechnung des Liquiditätspuffers berücksichtigt werden müssen. Eines dieser Risiken besteht für NCG u.a. bei dem Eintritt von Forderungsausfällen (Insolvenzen, systemwidrigen Verhaltens, etc.). Sowohl die Überprüfung bei der Zulassung von neuen Marktteilnehmern als auch das Monitoring von Bestandskunden wurde mit Zustimmung der BNetzA deutlich intensiviert. Dennoch besteht weiterhin das Risiko eines zukünftigen Forderungsausfalls auch in Bezug auf das Konvertierungssystem, welchen der MGV entsprechend in der Berechnung des Liquiditätspuffers berücksichtigen muss. Des Weiteren werden Kosten im Zusammenhang mit Rechtsstreitigkeiten für Konvertierung, Kosten durch Sonderclearingfälle, Konvertierung in Biogasbilanzkreisen etc., als sonstige Risikopositionen im Liquiditätspuffer zusammengefasst. Die genannten Risiken nehmen im Liquiditätspuffer des Konvertierungssystems einen eher geringen Anteil ein.

## 5. NOTWENDIGKEIT ZUR BEIBEHALTUNG DES KONVERTIERUNGSENTGELTS

Gemäß Tenor 3c) der Konni Gas ist NCG verpflichtet, im Rahmen des jährlichen Evaluierungsberichts zur Notwendigkeit der Beibehaltung des Konvertierungsentgelts Stellung zu beziehen. Die Stellungnahme der NCG ist Gegenstand dieses Kapitels.

### RISIKEN FÜR DIE VERSORGUNGSSICHERHEIT AUFGRUND DER STARK RÜCKKLÄUFIGEN PRODUKTION VON L-GAS

Seit dem Jahr 2013 ist es in den Niederlanden zu einem vorher nicht-absehbaren, massiven Rückgang der L-Gas-Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen gekommen. Während die Produktionsmenge im Jahr 2013 noch bei ca. 60 bcm/a (Mrd. m<sup>3</sup>/Jahr) lag, wurde die Produktion mit der Regierungsentscheidung vom 23. September 2016<sup>1</sup> für die nächsten fünf Jahre auf einen Wert von 24 bcm/a beschränkt, wobei in Jahren mit besonders kalten Winterperioden eine Erhöhung auf bis zu 30 bcm/a zulässig ist. Im April 2017 wurde die Produktionsobergrenze für das Gaswirtschaftsjahr 2017/18 nochmals um 10 % auf 22 bcm/a reduziert. Am 29. März 2018<sup>2</sup> wurde bekannt, dass die Förderung im Groningenfeld beendet werden soll. Nach einer Reduzierung des Fördervolumens auf unter 11,8 bcm/a im Gaswirtschaftsjahr 2019/20 soll gemäß Entscheidung vom 21. September 2020<sup>3</sup> für das Gaswirtschaftsjahr 2020/21 das Fördervolumen auf 8,1 bcm/a begrenzt werden. Nach Inbetriebnahme der Stickstoffbeimischungsanlage in Zuidbroek (geplant für April 2022) soll die Förderung im Jahr 2022 eingestellt werden.

Hintergrund der Produktionsabsenkung/-einstellung ist, dass seit 2011 in der Region Groningen vermehrt Erdbeben registriert werden, deren Ursache in der Erdgasproduktion vermutet wird. Am 8. Januar 2018 kam es zu einem Erdbeben der Stärke 3,4 auf der Richterskala – dem stärksten Beben in den Niederlanden seit 2012. Die Reduzierung der L-Gas-Produktion könnte nur durch zusätzliche technische Konvertierungskapazitäten oder aber durch eine Reduzierung der Abnahmemengen von L-Gas ausgeglichen werden. Ein Anspruch auf eine ausreichende Bereitstellung von L-Gas für die deutschen Endkunden besteht dabei allerdings nur auf Basis der bestehenden langfristigen Lieferverträge zwischen deutschen Gasversorgern und niederländischen Produzenten. Für die Versorgungssicherheit der deutschen L-Gas-Endkunden ist es daher essentiell, dass bestehende langfristige Lieferverträge für L-Gas von deutschen Gasversorgern nicht vorzeitig beendet werden.

---

<sup>1</sup> Final Consent Decision on gas extraction in the Groningen gas field (<https://www.government.nl/ministries/ministry-of-economic-affairs-and-climate-policy/documents/parliamentary-documents/2016/09/23/letter-to-the-parliament-final-consent-decision-on-gas-extraction-in-the-groningen-gas-field>)

<sup>2</sup> Termination of natural gas extraction in Groningen (<https://www.government.nl/documents/parliamentary-documents/2018/03/29/kamerbrief-over-gaswinning-groningen>)

<sup>3</sup> Schreiben an das Parlament zur Gasförderung Groningen Gasjahr 2020-2021 (nur Niederländisch, <https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/gaswinning-in-groningen/documenten/kamerstukken/2020/09/21/kamerbrief-gaswinningsniveau-groningen-gasjaar-2020-2021>)

Aus Sicht der NCG trägt das Konvertierungsentgelt dazu bei, dass deutsche Lieferanten an ihren bestehenden langfristigen Lieferverträgen für L-Gas festhalten. Dies liegt darin begründet, dass das Konvertierungsentgelt einen Anreiz dafür darstellt, physisches L-Gas für die Versorgung von L-Gas-Endkunden bereitzustellen. Folglich kann das Konvertierungsentgelt dazu beitragen, dass Risiken für die Versorgungssicherheit in den deutschen L-Gas-Netzgebieten auch langfristig vermieden werden.

### KOSTEN DES KONVERTIERUNGSSYSTEMS

Nachdem die Kosten des Konvertierungssystems in den Konvertierungsperioden 12 und 13 mit 13 Mio. EUR im Vergleich zu den vorherigen Gaswirtschaftsjahren (59 Mio. EUR im GWJ 15/16 und 26 Mio. EUR im GWJ 14/15) deutlich gesunken waren, stiegen diese in Periode 14 wieder auf 23 Mio. EUR an. Da keine Konvertierungsumlage erhoben wurde, sank der Liquiditätspuffer im Konvertierungskonto, welcher finanzielle Risiken aus dem Konvertierungssystem abschwächt, was zu einer erneuten Erhebung einer Konvertierungsumlage von 0,15 EUR/MWh ab Oktober 2018 führte. Entgegen der Prognose fielen die Kosten für kommerzielle Konvertierung in den folgenden Gaswirtschaftsjahren jedoch mit ca. 9,5 Mio. EUR (2018/19) sowie ca. 6 Mio EUR (2019/20) geringer aus, als in den Vorjahren. Dies lag zum einen an den insgesamt stark gesunkenen Preisen für Erdgas und damit zusammenhängend auch geringeren Preisspreads zwischen An- und Verkauf von L-Gas und H-Gas. Zum anderen sank auch die insgesamt bilanziell konvertierte Menge in der Richtung H-Gas nach L-Gas, was in Teilen auf die geringeren Absatzmengen im L-Gas zurückzuführen sein dürfte; aufgrund der moderaten Temperaturen im Winterhalbjahr 2018/19 sowie 2020 möglicherweise bedingt durch die Covid-19-Lockdowns.

Weiterhin gilt, dass aufgrund von Tendenzsituationen wie beispielsweise unterspeisten Netzkonten bei sehr kalten Temperaturen gegebenenfalls hohe Regelenergieanteile nicht dem Konni-System zugeordnet werden. Beispielhaft seien die Kosten der Beschaffung von L-Gas in Höhe von bis zu 400 GWh/Tag in der Kälteperiode Ende Februar/Anfang März 2018 sowie erneut Ende Januar 2019 aufgeführt, die aufgrund der fehlenden zeitgleichen Verkäufe im H-Gas nicht dem Konni-System zugeordnet wurden.

Nichtsdestotrotz haben die Erfahrungen der NCG aus dem Frühjahr 2016 gezeigt, dass bei einem zu niedrigen Konvertierungsentgelt für die Richtung H-Gas nach L-Gas das reale Risiko besteht, dass eine vollständige bilanzielle Marktverschiebung in dieser Richtung eintritt. Die Folge wären aufgrund des hohen Regelenergiebedarfs vermutlich erneut sehr hohe Kosten aus dem Konvertierungssystem, welche durch eine entsprechend hohe Konvertierungsumlage über den Gesamtmarkt sozialisiert werden müssten. Neben diesen hohen Kosten entspricht eine solche Entwicklung aus Sicht der NCG auch nicht der gesetzlich vorgesehenen Rollentrennung. Der Einsatz von Regelenergie sollte zum Ausgleich von Fehl- bzw. Überschussmengen in den Gasnetzen erfolgen, allerdings sollte der MGV dadurch nicht zum überwiegenden Beschaffer von Gasmengen einer Gasqualität werden.

In der umgekehrten Konvertierungsrichtung (L-Gas nach H-Gas) bestehen die beschriebenen Risiken und Probleme nicht in diesem Maße. Trotz der hohen bilanziellen Konvertierungsmengen in dieser Richtung in den letzten drei Konvertierungsperioden waren die Kosten aus dem

Konvertierungssystem sowie der Bedarf für technische und kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen vergleichsweise gering.

Da die oben genannten Rahmenbedingungen unverändert bestehen, bleibt ein Konvertierungsentgelt in ausreichender Höhe für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas – wie in der geänderten Festlegung Konni Gas vorgesehen – notwendig.

## 6. AUSBLICK KONVERTIERUNG GASWIRTSCHAFTSJAHR 2020/2021

Da zum Zeitpunkt des Erscheinens des Evaluierungsberichtes Konvertierung die laufende Winterperiode noch nicht abgeschlossen ist und für die meisten Monate noch keine finalen Daten vorliegen sind die Auswertungen im Ausblick für das Gaswirtschaftsjahr 2020/21 entsprechend mit Vorbehalt zu interpretieren. Stichtag der Datenerhebung ist der 25. Januar 2020.

In Bezug auf die bilanziell konvertierten Mengen (siehe Abbildung 13) ist zu beobachten, dass seit November 2020 große Mengen in der Richtung H-Gas zu L-Gas konvertiert werden; der Januar weist dabei – obwohl nur Daten bis zum 25. Januar berücksichtigt sind – die zweithöchsten Mengen seit dem Höchststand im Februar 2016 auf. Darüber, ob sich dieser Trend im Februar und März 2021 fortsetzen wird bzw. welche Gründe hierfür vorliegen ließe sich Stand jetzt nur spekulieren.

Die technische Konvertierung (siehe Abbildung 14) verbleibt aufgrund der in Kapitel 2.2 genannten Gründe auf niedrigem Niveau. Wenngleich seit Oktober 2020 der Verursachung durch bilanzielle Konvertierung folgend erneut ein Anstieg der technisch konvertierten Gas-mengen in Richtung H-Gas nach L-Gas zu verzeichnen ist.

Die Entwicklung der bilanziellen und technischen Konvertierung in den ersten Monaten des Gaswirtschaftsjahres 2020/21 schlagen sich erwartungsgemäß in einem ähnlichen Verhalten der kommerziellen Konvertierung nieder. Wie in Abbildung 15 zu sehen, treten insb. seit Dezember 2020 verstärkt kommerzielle Konvertierungsmengen in der Richtung H-Gas zu L-Gas auf. Der Dezember 2020 erreicht hierbei den höchsten Wert seit Januar 2019; im Januar 2021 wird trotz der unvollständigen Datenlage (es fehlen noch die Mengen vom 26. bis 31. Januar) bereits jetzt die höchste Monatsmenge seit Februar 2016 erreicht. Aufgrund der wieder steigenden Gaspreise fielen auch die Kosten für die kommerzielle Konvertierung im Gaswirtschaftsjahr 2020/21 deutlich höher aus (siehe auch Abbildung 16). Der Januar 2021 verzeichnet aktuell mit über 13 Mio. EUR bereits die zweithöchsten Kosten im Monat für das Konvertierungssystem (nach Februar 2016 mit 19 Mio. EUR).

Es bleibt abzuwarten, ob es im Februar/März 2021 noch zu einem Kälteeinbruch kommt und/oder ob die Konvertierung in Richtung H-Gas zu L-Gas wieder ab- oder sogar noch weiter zunimmt. Ebenso ist noch unbestimmt, wie die Entwicklung der dem Konvertierungssystem zuzuordnenden Kosten sich im Verlaufe des Gaswirtschaftsjahres darstellt.

Die Situation für das Marktgebiet THE ab dem 1. Oktober 2021 wird im Berechnungsgrundlegendokument für das Gaswirtschaftsjahr 2021/22 berücksichtigt und ausführlich dargestellt. Das Konvertierungsverhalten im gemeinsamen Marktgebiet lässt sich aktuell nicht belastbar abschätzen, da die Simulation der Entwicklung des Konvertierungssystems für das gesamtdeutsche Marktgebiet auf vollständigen und zeitnahen Daten basieren sollte, die erst mit Abschluss der aktuellen Winterperiode vorliegen werden. Wir erwarten allerdings zu Beginn keine grundsätzlichen Änderungen im Konvertierungsverhalten der Marktpartner im Vergleich zum Verhalten in den bislang getrennten Marktgebieten.



### Bilanzielle Konvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

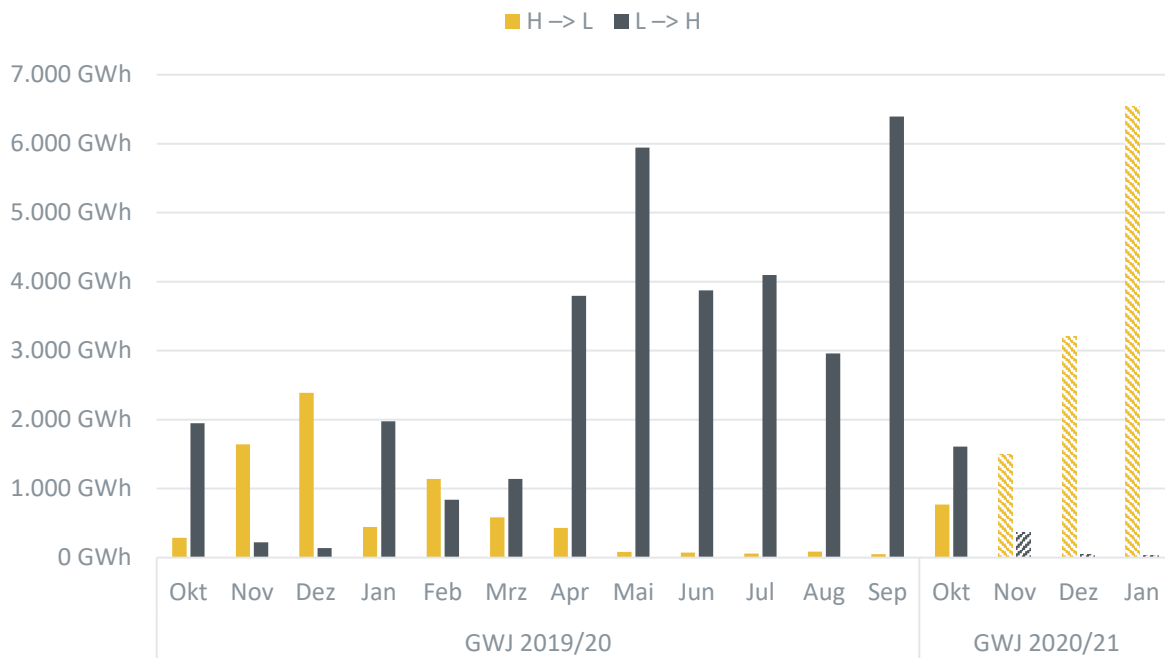


Abbildung 13: Ausblick Bilanzielle Konvertierung, inkl. vorläufiger Werte

### Technische Konvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

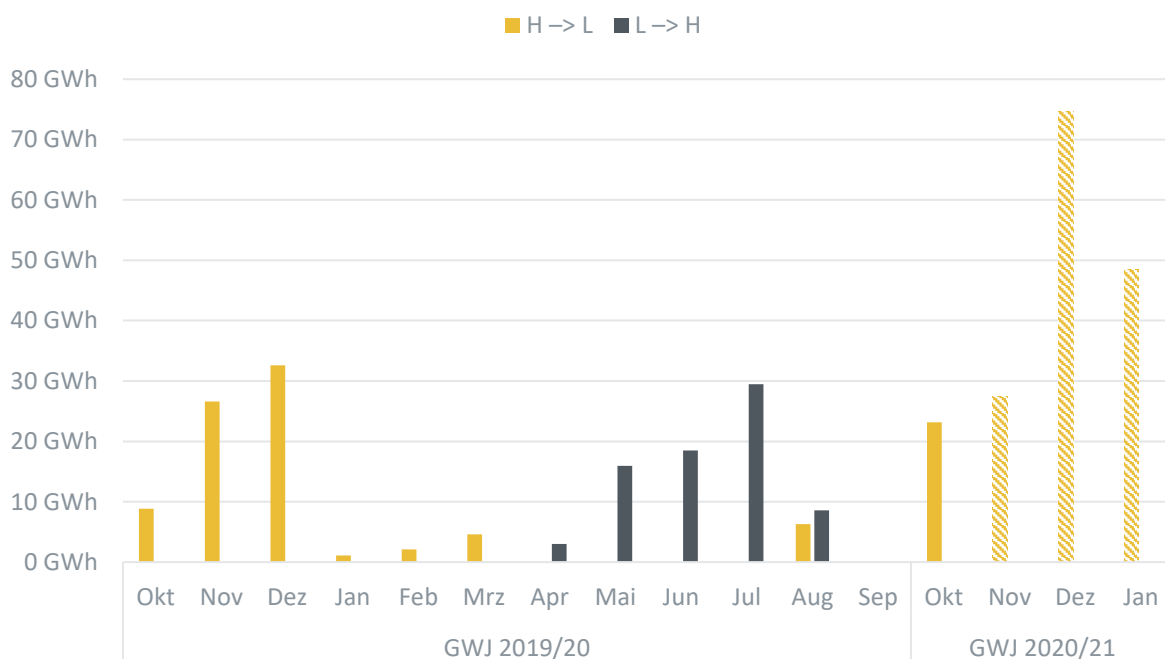


Abbildung 14: Ausblick Technische Konvertierung, inkl. vorläufiger Werte

Kommerzielle Konvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

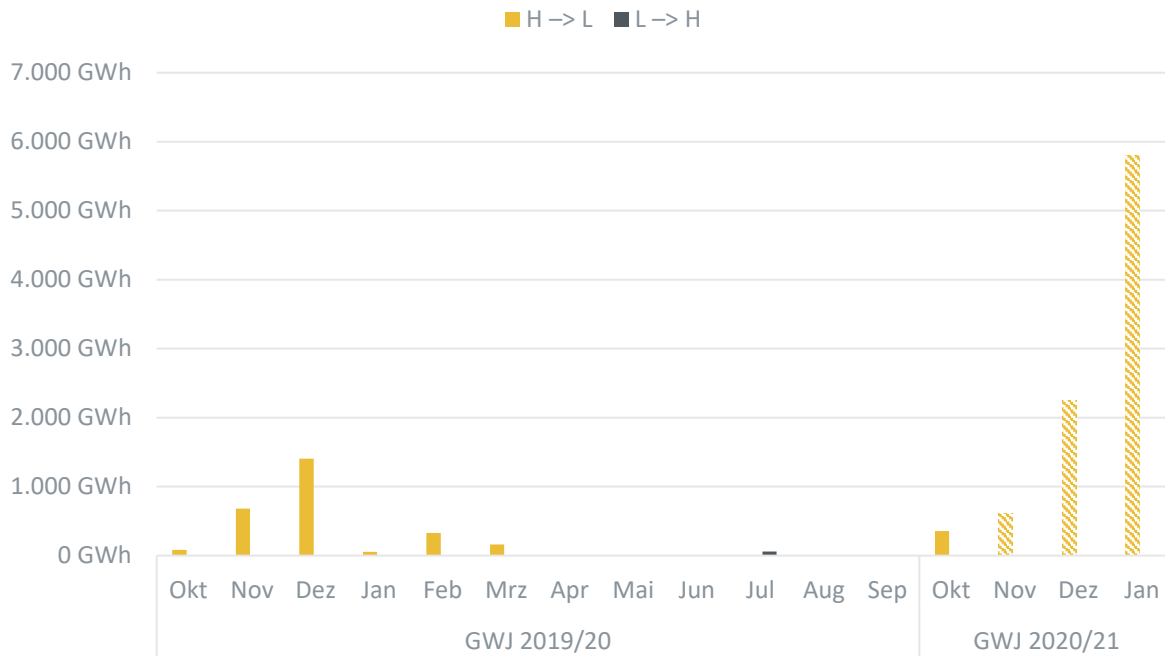


Abbildung 15: Ausblick Kommerzielle Konvertierung, inkl. vorläufiger Werte

Kosten Kommerzielle Konvertierung (inkl. vorläufiger Werte)

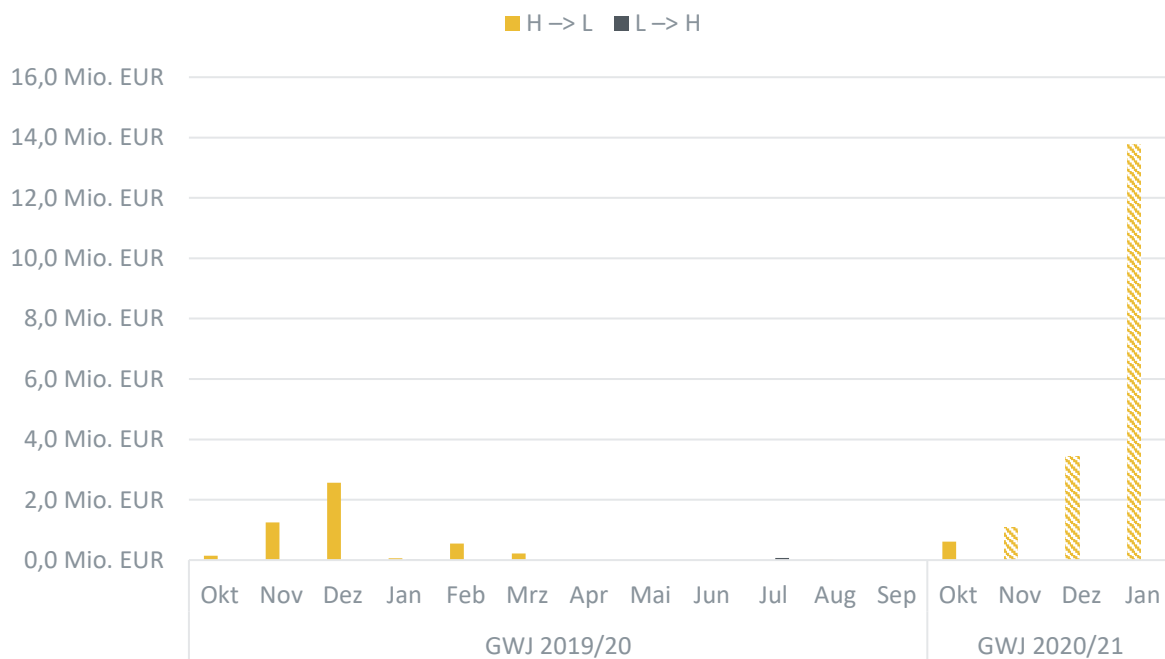


Abbildung 16: Ausblick Kosten Kommerzielle Konvertierung, inkl. vorläufiger Werte



**NetConnect Germany GmbH & Co. KG**

Kaiserswerther Str. 115

40880 Ratingen

**Recht und Regulierung**

[regulierung@net-connect-germany.com](mailto:regulierung@net-connect-germany.com)

T: +49 (0) 2102 59 79 6 – 945

F: +49 (0) 2102 59 79 6 – 38

[www.net-connect-germany.com](http://www.net-connect-germany.com)