



**NetConnect
Germany**

simply gas

BERECHNUNGSGRUNDLAGE KONVERTIERUNGSENTGELT UND KONVERTIERUNGSUMLAGE

Stand August 2020

INHALTSVERZEICHNIS

1.	Einleitung	7
2.	Entwicklung der Indikatoren zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts.....	9
2.1.	Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H- nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet	10
2.2.	Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen	10
2.3.	Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet ...	12
2.4.	Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet	13
2.5.	Indikator 5: Wirtschaftlicher „Break-Even“	14
3.	Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts	16
3.1.	Beschreibung, Gewichtung und Berechnung der verwendeten Indikatoren.....	16
3.2.	Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts.....	22
4.	Mengenprognosen.....	23
4.1.	Prognose der Bilanziellen Konvertierung und Ist-Konvertierung	23
4.2.	Prognose der Technischen Konvertierung	25
4.3.	Prognose der Kommerziellen Konvertierung	28
4.4.	Prognose der physischen Einspeisung.....	30
5.	Ermittlung des Liquiditätspuffers	31
6.	Berechnungsschritte zur Festlegung der Konvertierungsumlage.....	32
6.1.	Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge.....	32
6.2.	Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen ..	32
6.3.	Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen	32
6.4.	Berechnung der Konvertierungskosten.....	32
6.5.	Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge.....	33
6.6.	Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt	33
6.7.	Ermittlung des Liquiditätspuffers	33
6.8.	Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen über alle Bilanzkreise	33
6.9.	Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden prognostizierten Konvertierungskosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers	33
6.10.	Berechnung der Höhe der Konvertierungsumlage.....	34
7.	Ermittlung der Konvertierungsumlage	34
8.	Entscheidung über eine Ausschüttung	34

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Indikator 1 - Anteil Bilanzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz	10
Abbildung 2: Indikator 2 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz	11
Abbildung 3: Indikator 3 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz	12
Abbildung 4: Indikator 4 - Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz	13
Abbildung 5: Indikator 5 - Wirtschaftlicher „Break-Even“	15
Abbildung 6: Indikator 1 - Anteil Bilanzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz	17
Abbildung 7: Indikator 2 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz	18
Abbildung 8: Indikator 3 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz	19
Abbildung 9: Indikator 4 - Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz	20
Abbildung 10: Indikator 5 - Wirtschaftlicher „Break-Even“	22
Abbildung 11: Marktverschiebung	23
Abbildung 12: Bilanzielle Konvertierungsmengen	24
Abbildung 13: Technische Konvertierung (Anteil Konni-Gas)	27
Abbildung 14: Kommerzielle Konvertierungsmengen	29
Abbildung 15: Physische Einspeisemengen	30

BEGRIFFSDEFINITIONEN

BILANZIELLE KONVERTIERUNG

Pro Bilanzkreis konstruiert konvertierte und abrechnungsrelevante Menge der qualitätsübergreifenden Bilanzierung. D.h. bei gegenläufigem Stand des H-Gas- und L-Gas-Saldos in einem Rechnungsbilanzkreis (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 im Marktgebiet 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.

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 allokiert.

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 oder lokal 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.

TECHNISCHE KONVERTIERUNG

Bezeichnet durch technische Maßnahmen konvertierte Gasmengen, wobei zwischen netzentgeltseitig berücksichtigter TECHNISCHE KONVERTIERUNG und für den MGW kostenpflichtiger TECHNISCHE KONVERTIERUNG (Beispielsweise TECHNISCHE KONVERTIERUNG DRITTER oder TRANSPORT-KONVERTIERUNG) unterschieden wird. Netzentgeltseitig berücksichtigte TECHNISCHE KONVERTIERUNG ist unter anderem die Konvertierung durch technische Mischanlagen der Ferngasnetzbetreiber.

1. EINLEITUNG

NetConnect Germany GmbH & Co. KG (NCG) ist als Marktgebietsverantwortlicher aufgrund der Festlegung BK7-11-002 (KONNI GAS) der Bundesnetzagentur (BNetzA) vom 27. März 2012 sowie deren Anpassung BK7-16-050 vom 21. Dezember 2016 verpflichtet, gemäß Tenor 4c) die Berechnungsgrundlagen und -schritte zur Prognose des Konvertierungsentgelts und der Konvertierungsumlage zu veröffentlichen.

Für den Geltungszeitraum vom 1. Oktober 2020 bis 30. September 2021 legt NCG das **KONVERTIERUNGSENTGELT IN DER RICHTUNG VON H-GAS NACH L-GAS** in einer Höhe von **0,45 EUR/MWh** fest. Eine **KONVERTIERUNGSUMLAGE** wird nicht erhoben.

Die Schritte zur Festlegung des Konvertierungsentgelts und der Konvertierungsumlage wurden mit dem Ziel einer Vereinheitlichung inhaltlich von der Bundesnetzagentur vorgegeben. Die Festlegung des Konvertierungsentgelts hat anhand von Indikatoren anreizorientiert zu erfolgen. Für die Festlegung der Konvertierungsumlage sind folgende Berechnungsschritte durchzuführen:

- Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung
- Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen – differenziert nach netzentgeltseitig bereits berücksichtigten und kostenpflichtigen Maßnahmen
- Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
- Berechnung der Konvertierungskosten
- Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung
- Berücksichtigung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts von H- nach L-Gas
- Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt von H- nach L-Gas
- Ermittlung des Liquiditätspuffers
- Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen über alle Bilanzkreise
- Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden prognostizierten Konvertierungskosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers

Die Anpassung der Festlegung Konni Gas sieht ab dem 1. April 2017 eine zeitlich unbegrenzte Obergrenze für ein Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas in Höhe von 0,45 EUR/MWh vor. Für die Konvertierungsrichtung L-Gas nach H-Gas ist kein Konvertierungsentgelt mehr vorgesehen. Im Gegensatz zur ursprünglichen Fassung der Festlegung Konni Gas sieht die angepasste Festlegung vor, dass die Höhe des Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas anreizorientiert anstatt kostenorientiert zu bemessen ist. Dabei soll zum einen der Markt einen ausreichenden Anreiz zum qualitätsübergreifenden Gashandel haben und zum anderen der Marktgebietsverantwortliche nicht zum überwiegenden Beschaffer der Absatzmengen von L-Gas-Letztkonsumenten im Marktgebiet werden.

Ausgehend von diesen Prämissen und unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Schritte wird die Berechnung von Konvertierungsentgelt und -umlage im Folgenden dargestellt. Vorangestellt findet sich eine kurze Betrachtung der Entwicklung des Konvertierungssystems und der zur Ableitung des Entgelts herangezogenen Indikatoren. Eine

ausführliche Beschreibung der bisherigen Entwicklung des Konvertierungssystems ist dem „Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem“ zu entnehmen. Dieser wird auf der Website der NCG (www.net-connect-germany.com) jährlich zum 1. Februar veröffentlicht.

2. ENTWICKLUNG DER INDIKATOREN ZUR ERMITTLUNG DES ANREIZ-ORIENTIERTEN KONVERTIERUNGSENTGELTS

Bei der Ermittlung der Höhe des anreizorientierten Konvertierungsentgelts hat NCG gemäß der angepassten Festlegung Konni Gas sachgerechte, der Funktion der Verhaltenssteuerung entsprechende Indikatoren anzuwenden und diese auch transparent im Rahmen der Veröffentlichung der Berechnungsgrundlage des Konvertierungsentgelts darzustellen.

Die BNetzA schlägt dazu in der Festlegung Konni Gas drei mögliche Indikatoren vor:

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

NCG hat diese Indikatoren auf ihre Eignung zur Ermittlung eines anreizorientierten Konvertierungsentgelts hin zu prüfen. Ergänzend hat NCG weitere Indikatoren zu ermitteln, zu bewerten und anzuwenden, soweit diese als geeignet im Rahmen der Ermittlung des Konvertierungsentgelts eingestuft werden. Um fundierte Aussagen und entsprechende Schlussfolgerungen auf die Höhe des anreizorientierten Konvertierungsentgelts treffen zu können, sollte sich die zugrundeliegende Datenbasis der Indikatoren über einen Zeitraum von mindestens 12 Monaten erstrecken.

Neben den drei von der BNetzA vorgeschlagenen Indikatoren sieht NCG zwei zusätzliche Indikatoren als geeignet an, um ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt bestimmen zu können:

- Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen in der Qualität L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet ([Indikator 4](#))
- 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](#))

2.1. 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 1 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.

2.2. 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 Regelernergie-Aufkommen

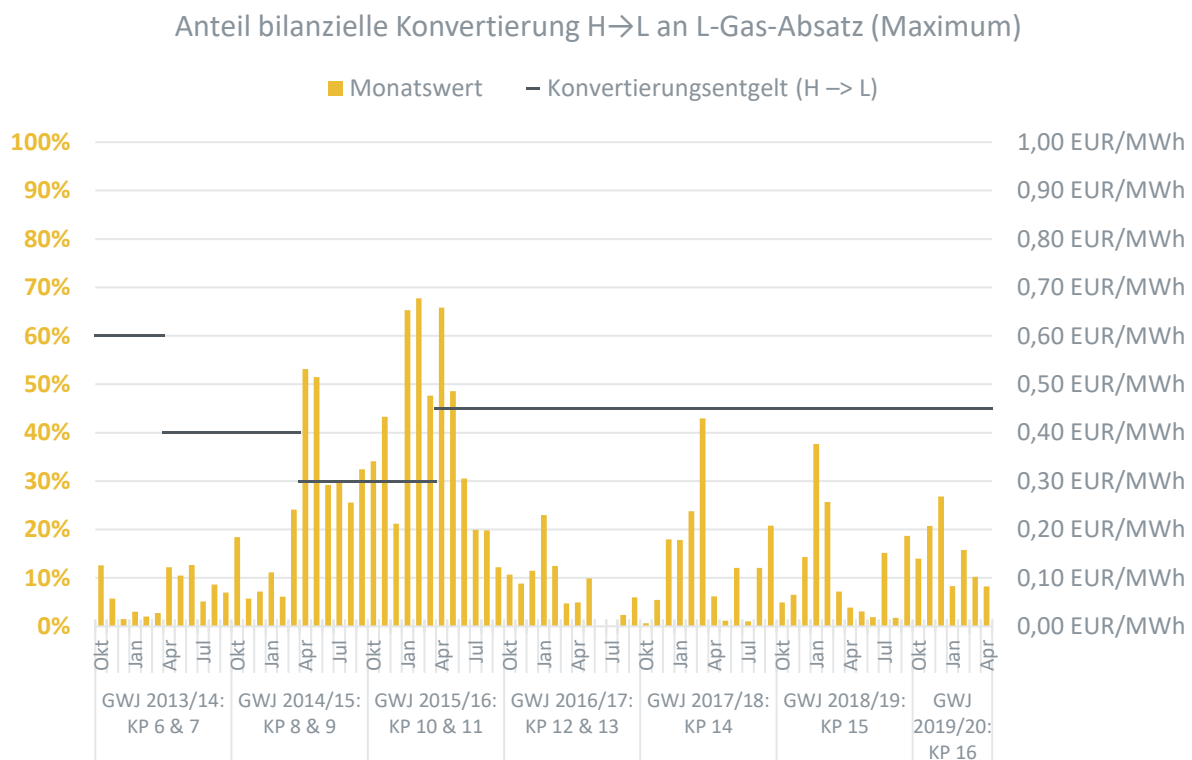


Abbildung 1: Indikator 1 - Anteil Bilanzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

(SystemBuy und SystemSell) der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 2 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 Regelennergieaufkommens abhängig ist. Falls das Regelennergieaufkommen aufgrund anderer Einflüsse sehr hoch ist, würde trotz verhältnismäßig starkem Konvertierungsverhalten und entsprechender Kommerzieller Konvertierung immer noch ein vergleichsweise geringer Anteil am Gesamtregelennergieeinsatz 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 Regelennergie 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 Regelennergieeinsätze auf kommerzielle Konvertierung.

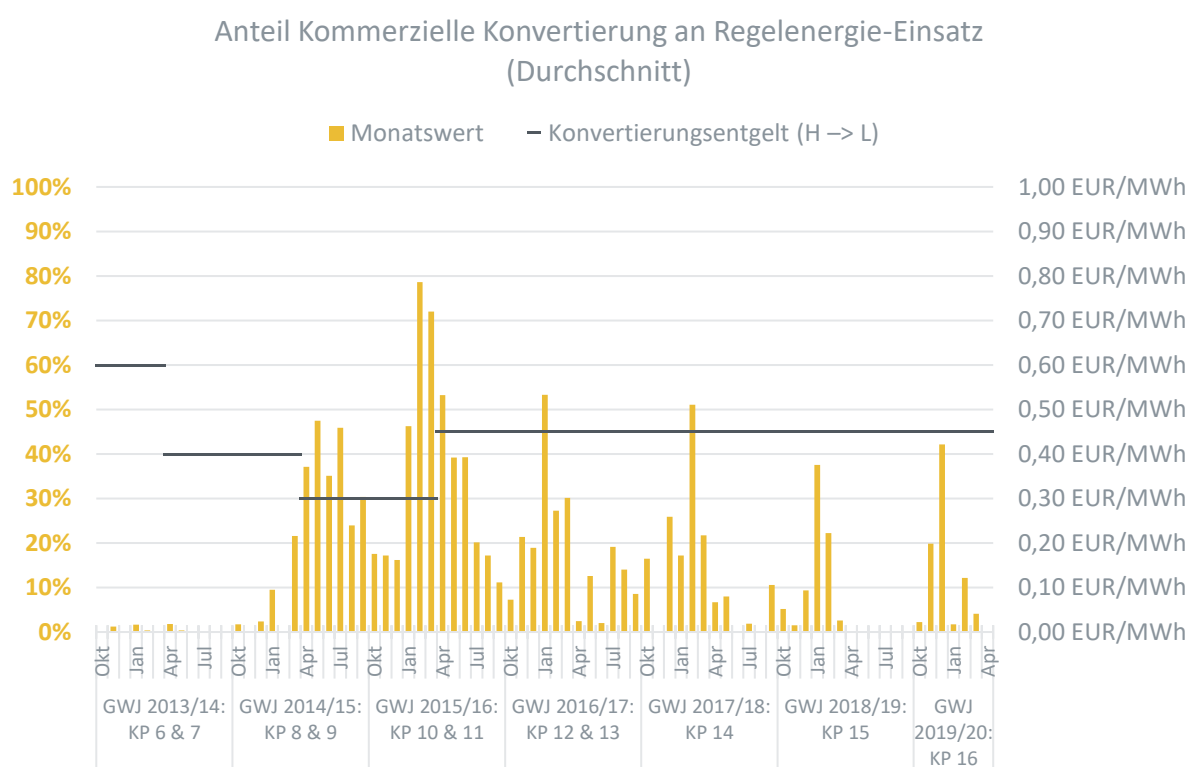


Abbildung 2: Indikator 2 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelennergie-Einsatz

2.3. 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 3 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 %.

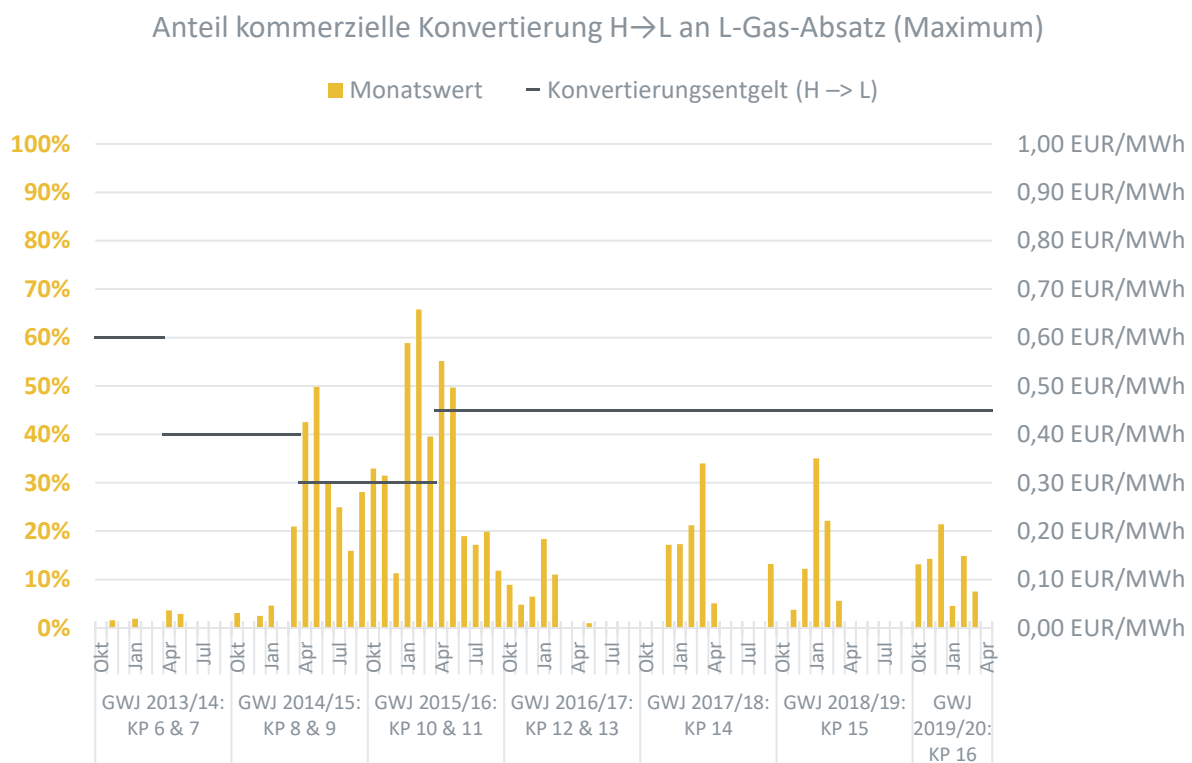


Abbildung 3: Indikator 3 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

2.4. 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 4 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.

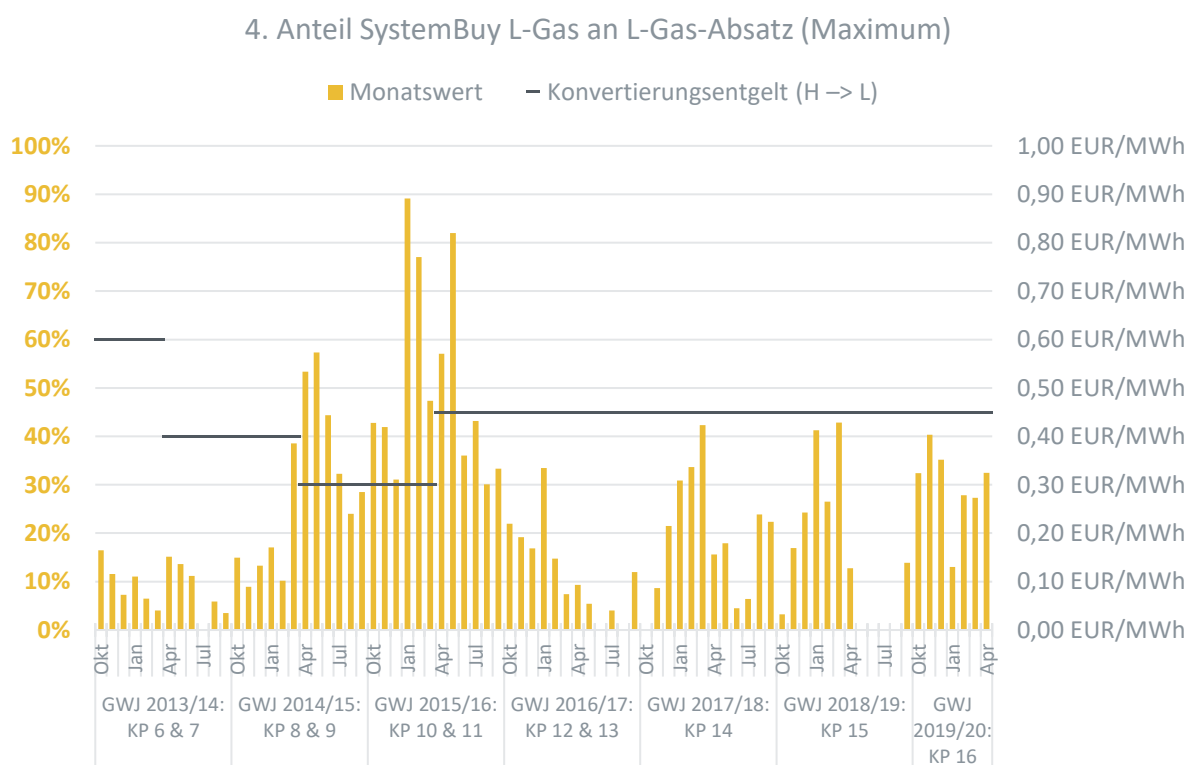


Abbildung 4: Indikator 4 - Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

2.5. 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:

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

Nach Konvertierungsentgelt aufgelöst ergibt sich das ermittelte Entgelt wie folgt:

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

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 5 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 bis zur Einführung der Kapazitätskostensystematik gemäß der "Festlegung einer Referenzpreismethode sowie der weiteren in Art. 26 Abs. 1 der Verordnung (EU) Nr. 2017/460 genannten Punkte für alle im Ein- und Ausspeisesysteme NetConnect Germany / GASPOOL tätigen Fernleitungsnetzbetreiber" (nachfolgend: REGENT) mit Wirkung zum 01.01.2020 von Jahr zu Jahr nur wenig variierten. Die gestiegenen Transportkosten gemäß REGENT ab Januar 2020 wirken sich entsprechend rechnerisch auf das anreizbasierte Konvertierungsentgelt aus.

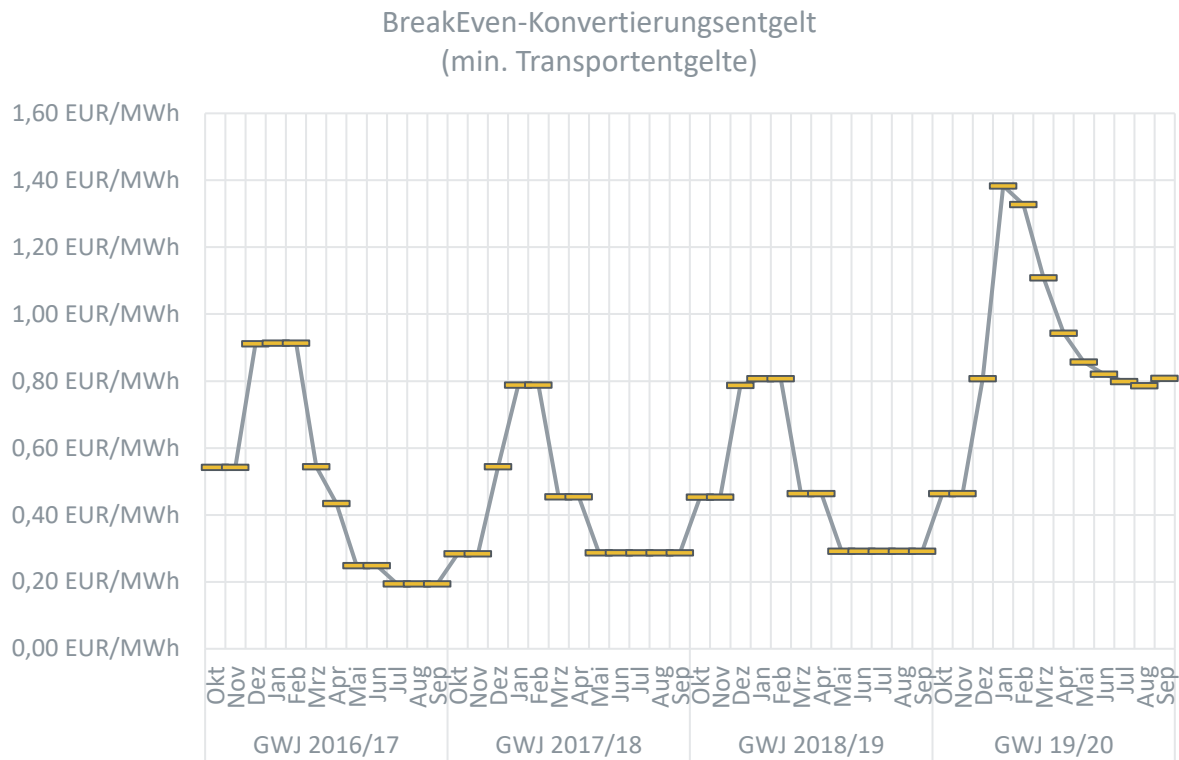


Abbildung 5: Indikator 5 - Wirtschaftlicher „Break-Even“

3. ERMITTLUNG DES ANREIZORIENTIERTEN KONVERTIERUNGSENTGELTS

Zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts berechnet NCG anhand jedes der fünf Indikatoren die notwendige Höhe des Konvertierungsentgelts und aggregiert die Ergebnisse der einzelnen Indikatoren entsprechend der jeweiligen Gewichtung. Die Gewichtung soll dabei die Eignung des jeweiligen Indikators im Vergleich zu den anderen Indikatoren widerspiegeln. Da Indikator 5 (Wirtschaftlicher „Break-Even“) auf den tatsächlichen Kostenparametern der Handelsteilnehmer basiert, spiegelt er aus Sicht der NCG am deutlichsten wider, bei welchem Stand des Konvertierungsentgelts der angestrebte Anreiz erreicht werden kann. Indikator 5 wird daher bei der Berechnung des Konvertierungsentgelts mit 45 % gewichtet.

Indikator 1 (Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H- nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet), Indikator 3 (Anteil des Regelernergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet) und Indikator 4 (Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen in der Qualität L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet) setzen allesamt Faktoren des Konvertierungssystems ins Verhältnis zum L-Gas-Absatz. Die genannten Indikatoren sind ebenfalls gut geeignet, um ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt zu bestimmen, weisen jedoch aufgrund der vergleichbaren Systematik oft ähnliche Ergebnisse auf. Die Indikatoren 1, 3 und 4 werden daher jeweils mit 15 % gewichtet und ergeben somit in ihrer Gesamtheit ebenfalls eine Gewichtung von 45 %. Indikator 2 (Anteil des Regelernergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas an dem gesamten Regelernergieaufkommen) ist aufgrund seiner Beeinflussbarkeit durch nicht-konvertierungsbedingte Effekte nur begrenzt geeignet zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts. Indikator 2 wird daher nur mit 10 % gewichtet.

3.1. BESCHREIBUNG, GEWICHTUNG UND BERECHNUNG DER VERWENDETEN INDIKATOREN

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. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt.

In Abbildung 6 wird jede Periode grafisch durch einen Punkt dargestellt. Die Verteilung der Datenpunkte ab Oktober 2012 wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Bilanziellen Konvertierung am L-Gas Absatz berechnet.

Aus Sicht der NCG ist ein Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H- nach L-Gas am L-Gas-Absatz von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,43 EUR/MW_H**.

1. Anteil Bilanzielle Konvertierung H→L an L-Gas-Absatz

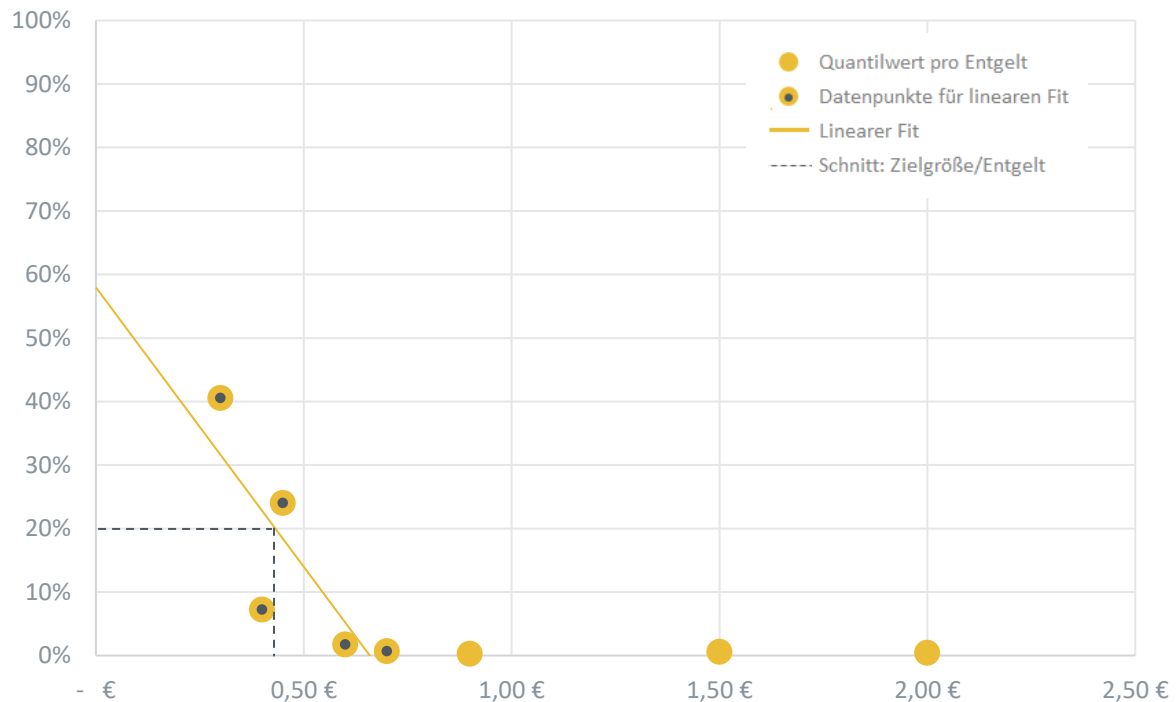


Abbildung 6: Indikator 1 - Anteil Bilanzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

Dieser Indikator ist aus Sicht der NCG geeignet, um zu beurteilen, ob ein ausreichender Anreiz zur qualitätsübergreifenden Konvertierung besteht, da hier direkt auf das Konvertierungsverhalten der Marktteilnehmer Bezug genommen wird. Indikator 1 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes mit 15 % gewichtet.

INDIKATOR 2: ANTEIL DES REGELENERGIEAUFGKOMMENS FÜR KONVERTIERUNGSZWECKE FÜR DIE KONVERTIERUNGSRICHTUNG H- NACH L-GAS AN DEM GESAMTEN REGELENERGIEAUFGKOMMEN

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. Hierbei wird zur Bestimmung des Anteils der Kommerziellen Konvertierung das arithmetische Mittel über alle Tagesanteile in der entsprechenden Periode gebildet.

In Abbildung 7 wird jede Periode grafisch durch einen Punkt dargestellt. Die Verteilung der Datenpunkte ab Oktober 2012 wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Kommerziellen Konvertierung am gesamten Regelenergieaufkommen berechnet.

Aus Sicht der NCG ist ein Anteil des Regelenergiebedarfs für Konvertierungszwecke in der Konvertierungsrichtung H- nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen in Höhe von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,48 EUR/MWh**.

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

2. Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz

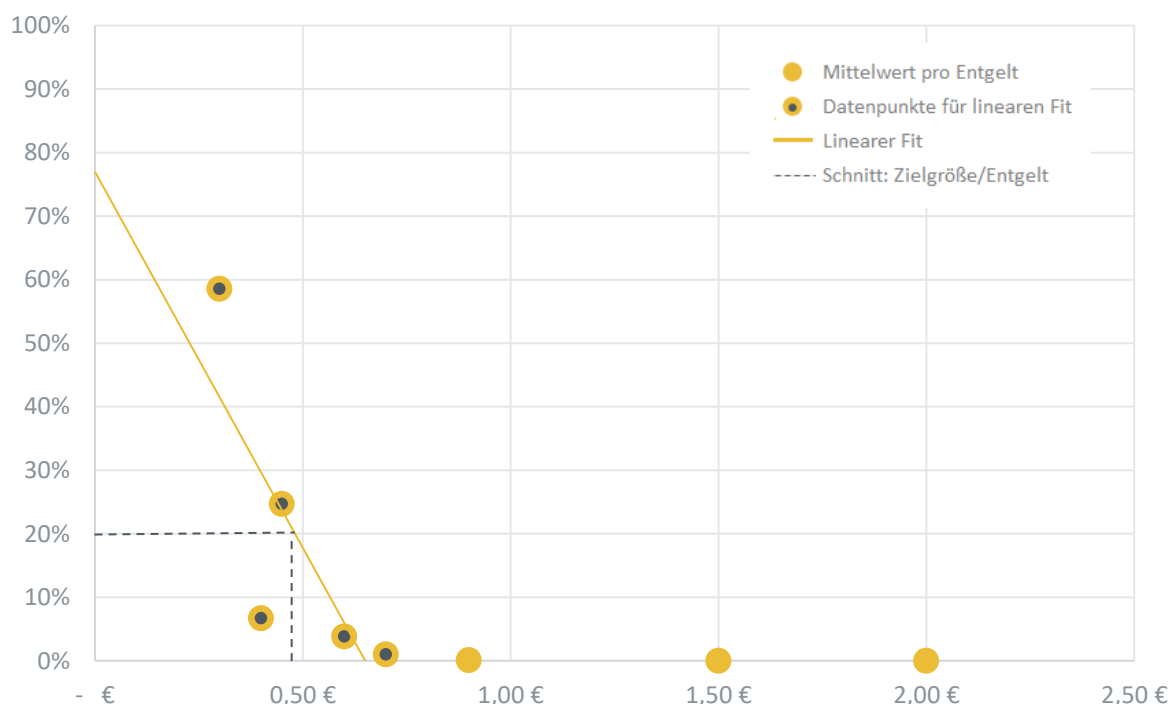


Abbildung 7: Indikator 2 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an Regelenergie-Einsatz

und entsprechender Kommerzieller Konvertierung immer noch ein vergleichsweise geringer Anteil am Gesamtregelenergieeinsatz entstehen.

Indikator 2 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes deswegen mit 10 % gewichtet.

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. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt.

In Abbildung 8 wird jede Periode grafisch durch einen Punkt dargestellt. Die Verteilung der Datenpunkte ab Oktober 2012 wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil des Regelenergieaufkommens am L-Gas Absatz berechnet.

Dieser Indikator ist geeignet zu beurteilen, ob NCG aufgrund des Konvertierungsverhaltens der Marktteilnehmer zum überwiegenden Beschaffer von L-Gas wird. Aus Sicht der NCG ist ein Anteil des Regelenergiebedarfs für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung

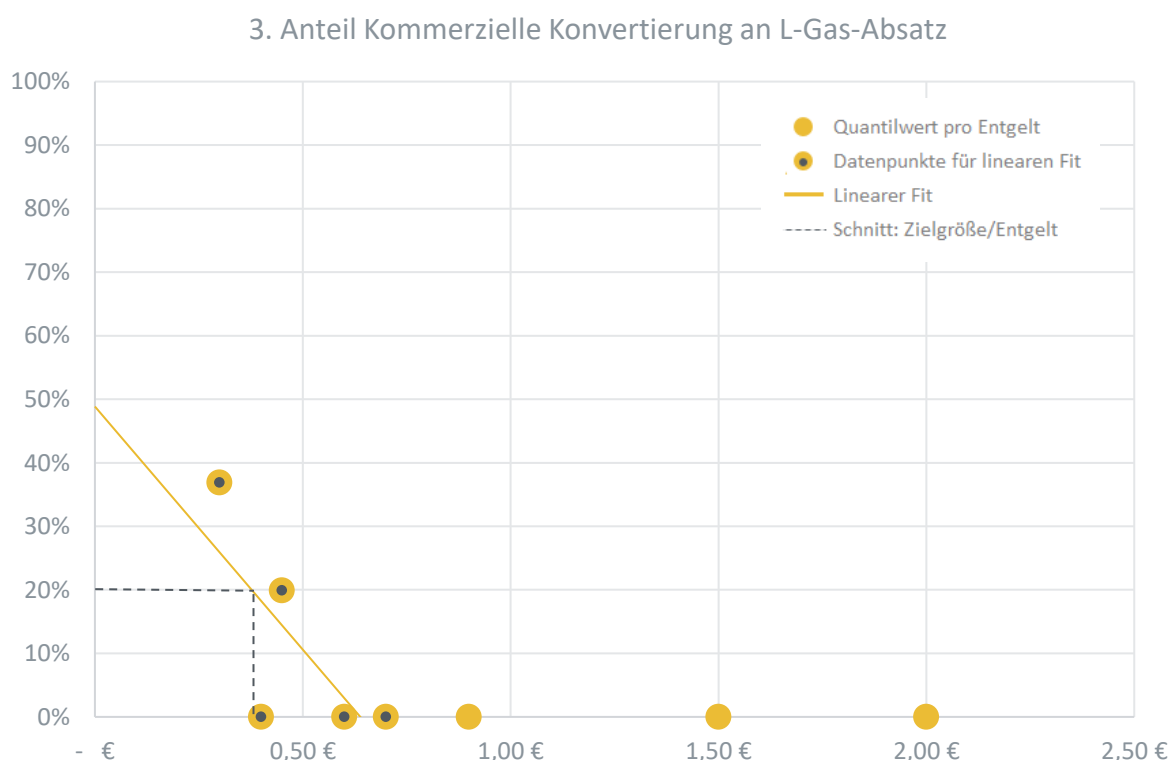


Abbildung 8: Indikator 3 - Anteil Kommerzielle Konvertierung an L-Gas-Absatz

H- nach L-Gas am L-Gas Absatz von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,38 EUR/MWh**.

Indikator 3 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes mit 15 % gewichtet.

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

Zu Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgeltes und Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. Hierbei wird zum einen eine Bereinigung der Daten um „Ausreißer“ sowie zum anderen eine Reduzierung der Gewichtung von Phasen mit geringen Konvertierungsmengen innerhalb einer Entgeltperiode durchgeführt.

In Abbildung 9 wird jede Periode grafisch durch einen Punkt dargestellt. Die Verteilung der Datenpunkte ab Oktober 2012 wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen am L-Gas Absatz berechnet.

Dieser Indikator wird verwendet, da aus Sicht der NCG neben den anderen Indikatoren betrachtet werden sollte, 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 unmittelbar an, zu welchem Grad

4. Anteil SystemBuy L-Gas an L-Gas-Absatz

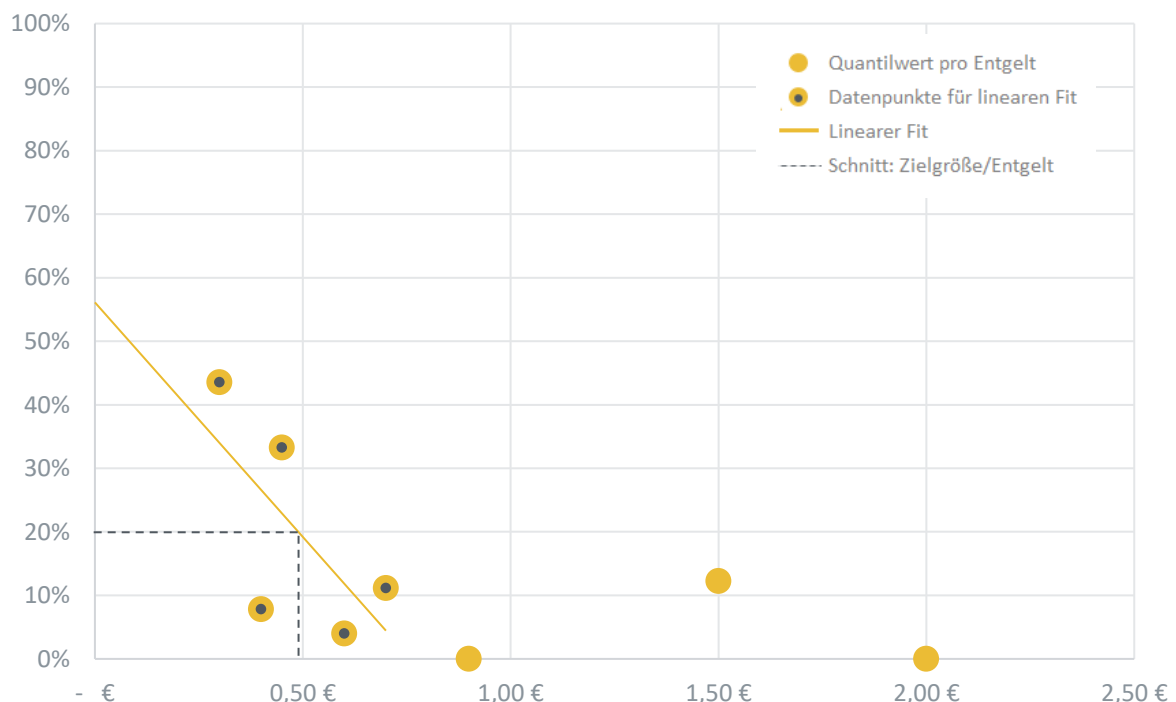


Abbildung 9: Indikator 4 - Anteil der Regelernergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

NCG zum Beschaffer von L-Gas wird. Diese Berechnung entspricht der Argumentation der NCG im Rahmen der Anträge aus 2016 zur Anpassung der Festlegung Konni Gas.

Aus Sicht der NCG ist ein Anteil des Regelennergieeinkaufsbedarfs für L-Gas am L-Gas-Absatz von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,49 EUR/MWh**.

Indikator 4 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes mit 15 % gewichtet.

INDIKATOR 5: WIRTSCHAFTLICHER „BREAK-EVEN“

Zur Ermittlung des Indikators wird in Abhängigkeit von der Höhe des Konvertierungsentgeltes 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.

In Abbildung 10 wird der Verlauf des gemäß der Herleitung in Kapitel 2.5 bestimmten Konvertierungsentgeltes für die Umlageperiode auf Monatsbasis dargestellt. Da das Entgelt innerhalb der Konvertierungsperiode konstant bleibt, wird der günstigste Transport im teuersten Monat angesetzt – zur Berücksichtigung unbekannter Konditionen in den langfristigen Lieferverträgen wird ein Abschlag von 25 % auf den ermittelten Wert angenommen. Hieraus ergibt sich ein Konvertierungsentgelt von **1,04 EUR/MWh**. Dieser Wert liegt deutlich über den sich in den Vorjahren ergebenden Werten, da die aufgrund der Festlegung REGENT 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.

Dieser Indikator ist aus Sicht von NCG der wichtigste Indikator und bildete in der ursprünglichen Festlegung Konni Gas die Grundlage für die Festlegung des Konvertierungsentgeltes 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.

Aufgrund der Bedeutung dieses Indikators für das Verhalten der Marktteilnehmer wird Indikator 5 bei der Bildung des Konvertierungsentgeltes mit 45 % gewichtet.

5. Break-Even Transportkosten NL / Konvertierung

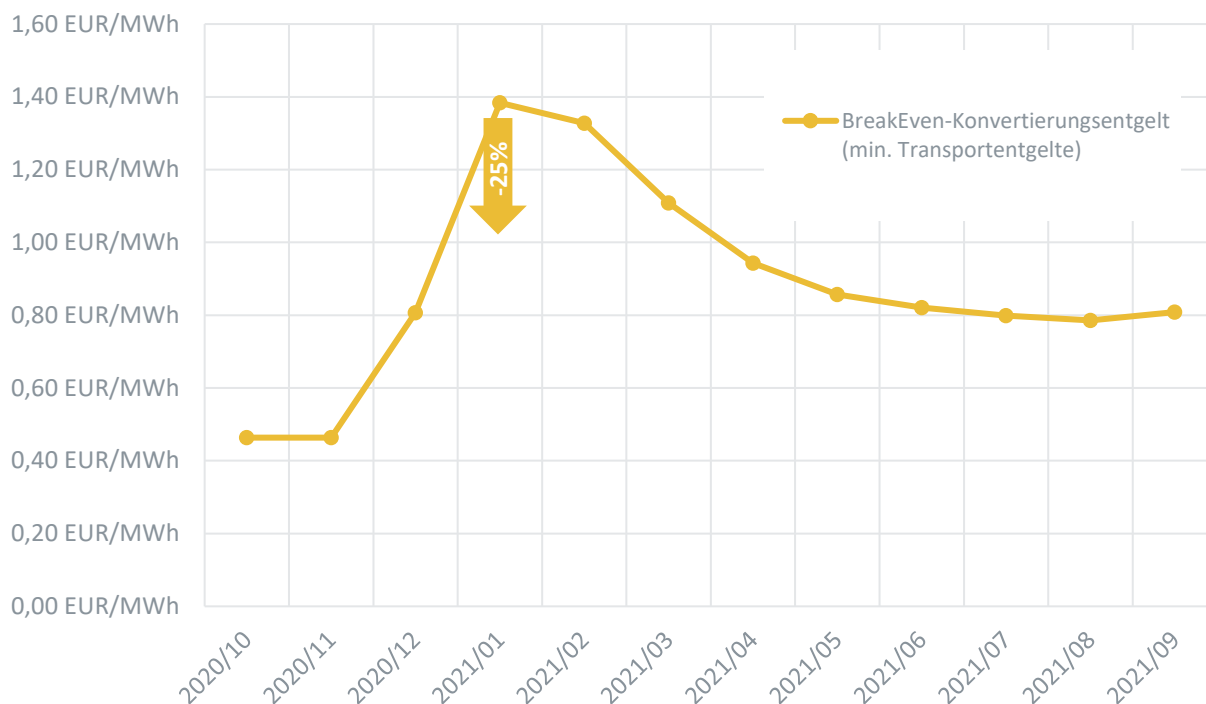


Abbildung 10: Indikator 5 - Wirtschaftlicher „Break-Even“

3.2. ERMITTLUNG DES ANREIZORIENTIERTEN KONVERTIERUNGSENTGELTS

Auf Basis der gewichteten Indikatoren (Tabelle 1) ergibt sich somit ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas von **0,71 EUR/MWh**. Da die Obergrenze die Höhe des Konvertierungsentgelts auf 0,45 EUR/MWh begrenzt, legt NCG das Konvertierungsentgelt für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas auf den Wert der Obergrenze – **0,45 EUR/MWh** – fest.

Indikator	Ermitteltes Konvertierungsentgelt	Gewichtung
Indikator 1	0,43 EUR/MWh	15 %
Indikator 2	0,48 EUR/MWh	10 %
Indikator 3	0,38 EUR/MWh	15 %
Indikator 4	0,49 EUR/MWh	15 %
Indikator 5	1,04 EUR/MWh	45 %

Tabelle 1: Ermittlung des Konvertierungsentgeltes

4. MENGENPROGNOSEN

4.1. PROGNOSE DER BILANZIELLEN KONVERTIERUNG UND IST-KONVERTIERUNG

Auf Basis der bisherigen sowie der möglichen zukünftigen Nutzung des Konvertierungssystems durch Marktteilnehmer werden Marktverschiebungen bezogen auf die gesamten H- und L-Gas-Exits prognostiziert. Die Marktverschiebung von L- nach H-Gas beschreibt die Versorgung von H-Gas-Exits über L-Gas-Entries. Umgekehrtes gilt für die Marktverschiebung von H- nach L-Gas. 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.

Bis zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (30. September 2020) wird auf Basis einer Hochrechnung bezogen auf das ganze Gaswirtschaftsjahr mit einer Marktverschiebung von H-nach L-Gas i. H. v. 5,3 % und von L- nach H-Gas von 5,5 % gerechnet. Für die nächste Konvertierungsperiode wird auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen bei einem Konvertierungsentgelt i. H. v. 0,45 EUR/MWh eine Marktverschiebung von H- nach L-Gas i. H. v. 5,1 % erwartet. Für die Richtung von L-Gas nach H-Gas wird mit einer Marktverschiebung i. H. v. 5,2 % gerechnet. Die Marktverschiebung der vergangenen Konvertierungsperioden (vollfarbig) sowie die Prognose (schraffiert) der Marktverschiebung für die laufende und kommende Konvertierungsperiode werden in Abbildung 11 dargestellt.

Die Netto-Richtung der Ist-Konvertierung lässt sich nur eingeschränkt vorhersagen. Grund hierfür ist eine starke Abhängigkeit von zukünftigen Marktentwicklungen sowie der Höhe des Konvertierungsentgelts.

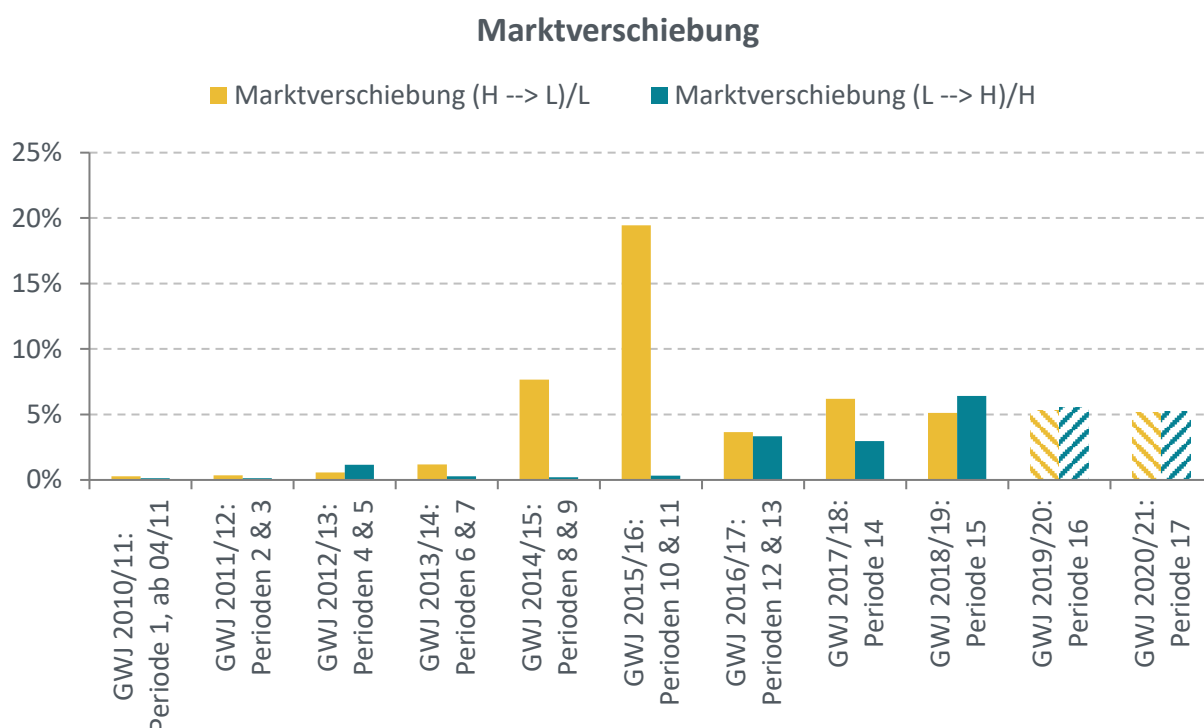


Abbildung 11: Marktverschiebung

Die bilanziellen Konvertierungsmengen sowie die Ist-Konvertierungsmengen (Bilanzielle Netzweite Konvertierung) der vergangenen Konvertierungsperioden bezogen auf ein ganzes Gaswirtschaftsjahr sowie eine Prognose der Konvertierungsmengen für die laufende und kommende Konvertierungsperiode werden in Abbildung 12 dargestellt. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar; Prognosen sind schraffiert dargestellt.

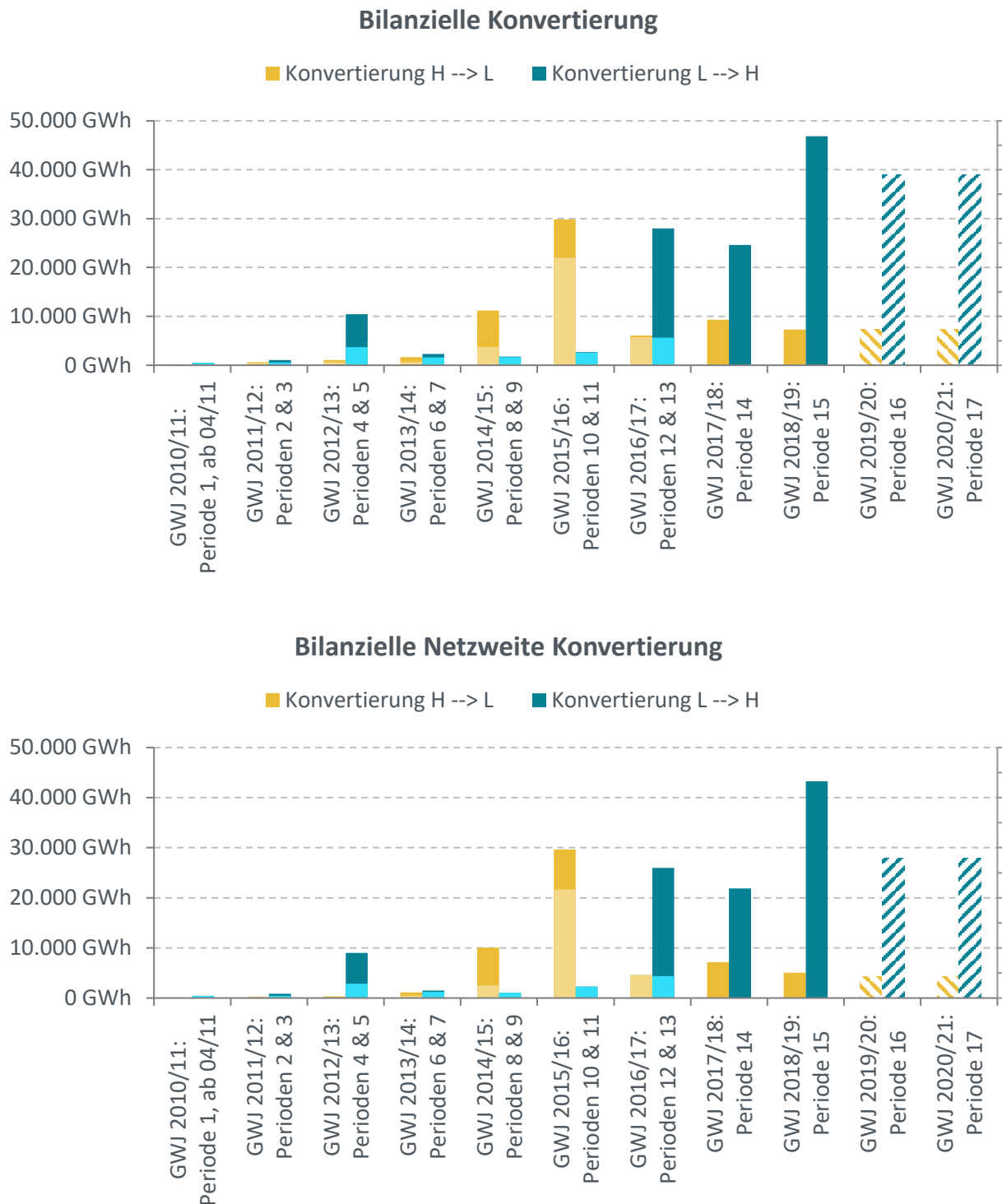


Abbildung 12: Bilanzielle Konvertierungsmengen

4.2. PROGNOSE DER TECHNISCHEN KONVERTIERUNG

Bei der Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen ist zwischen Konvertierungsanlagen, die bereits in den Netzentgelten enthalten sind, und jenen die netzentgeltseitig noch nicht berücksichtigt sind, zu unterscheiden. Da die netzentgeltseitig berücksichtigten Anlagen für NCG kostenlos nutzbar sind, ist der Einsatz dieser Anlagen im Rahmen ihrer Verfügbarkeit vorrangig auszuführen.

Die netzentgeltseitig berücksichtigten Konvertierungsanlagen werden von den Fernleitungsnetzbetreibern allgemein zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität in den H-Gas- und L-Gas-Netzgebieten eingesetzt und nicht explizit zur Darstellung der bilanziellen Konvertierung des Marktes. Die Prognose der dem Konvertierungssystem zuzuordnenden technischen Konvertierungsmengen wird daher auf Basis eines rechnerischen Ansatzes ermittelt, wobei die Höhe der technischen Konvertierung der Restmenge der prognostizierten bilanziellen Konvertierungsmenge entspricht, die nicht über die prognostizierte kommerzielle Konvertierung abgedeckt ist.

Bei der Ermittlung der prognostizierten technischen Konvertierungsmengen wurden „Swaps“ zwischen den Fernleitungsnetzbetreibern, die den technischen Konvertierungsbedarf reduzieren können, nicht berücksichtigt. Bei diesen handelt es sich um kapazitative Maßnahmen, die einen reinen Abtausch von Gasmengen an bestimmten Netzübergangspunkten bewirken und als Ziel die Aufrechterhaltung von Gasflüssen haben. Durch den Einsatz von Swaps kann im Vorfeld die Inanspruchnahme von technischen Konvertierungsanlagen vermieden bzw. reduziert werden.

NETZENTGELTSEITIG BERÜCKSICHTIGTE ANLAGEN

Im Marktgebiet NCG verfügen die Open Grid Europe GmbH (OGE) und die Thyssengas GmbH (TG) über technische Konvertierungsanlagen. Die OGE-Gasmischanlage am Standort Werne kann sowohl L-Gas in das H-Gas-System sowie H-Gas in das L-Gas-System zumischen. Die OGE-Gasmischanlage am Standort Scheidt mischt L-Gas in das H-Gas-System. TG verfügt über eine Luftbeimischungsanlage in Broichweiden. Bei dieser Anlage wird dem H-Gas Luft zugemischt, um L-Gas zu erhalten.

Seit Februar 2015 ist eine deutliche Reduzierung des technischen Konvertierungsvermögens von H- nach L-Gas insbesondere in der Gasmischanlage Werne feststellbar. Ursache hierfür ist die erhöhte Technische Konvertierung im niederländischen Ferngasleitungssystem von H- nach L-Gas mittels Stickstoffbeimischung. Dies hat eine Erhöhung des Wobbe-Indexes 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- nach L-Gas. Die umgekehrte Richtung von L- nach H-Gas ist hiervon nicht betroffen.

Tabelle 2 stellt die gesamten technischen Konvertierungsmengen anlagenscharf dar. Die Werte der laufenden Periode können aufgrund von fehlenden Daten zum Zeitpunkt der Ermittlung nicht anlagenscharf bereitgestellt werden.

Konvertierungsperiode	Thyssengas: Broichweiden (H -> L) [kWh]	OGE: Werne (H -> L) [kWh]	OGE: Werne (L -> H) [kWh]	OGE: Scheidt (L -> H) [kWh]
Periode 1: 04/2011-09/2011	44.212.175	1.474.160.364	4.067.014.796	130.525.471
Periode 2: 10/2011-03/2012	68.745.841	700.261.688	3.797.092.142	173.729.041
Periode 3: 04/2012-09/2012	328.653.288	325.443.257	2.348.228.217	31.805.889
Periode 4: 10/2012-03/2013	40.734.798	610.734.159	6.171.545.960	1.931.449
Periode 5: 04/2013-09/2013	29.528.906	194.759.241	5.138.019.322	91.761.762
Periode 6: 10/2013-03/2014	66.518.752	1.433.393.905	2.604.184.540	1.385.240
Periode 7: 04/2014-09/2014	24.474.142	355.136.702	1.458.537.018	19.846.180
Periode 8: 10/2014-03/2015	196.562.367	1.490.352.025	1.657.794.253	1.221.904
Periode 9: 04/2015-09/2015	386.852.009	371.556.176	355.156.662	7.290.328
Periode 10: 10/2015-03/2016	429.859.582	121.535.618	1.761.148.770	10.987.879
Periode 11: 04/2016-09/2016	309.408.467	146.763.495	593.329.830	24.853.172
Periode 12: 10/2016-03/2017	345.058.034	1.939.478	35.618.926	0
Periode 13: 04/2017-09/2017	115.232.120	3.046.624	529.718.678	58.182.214
Periode 14: 10/2017-09/2018	256.609.427	43.335.626	429.448.525	1.511.285
Periode 15: 10/2018-09/2019	432.331.104	268.838.457	529.776.360	6.110

Tabelle 2: Technische Konvertierungsmengen

Abbildung 13 stellt die dem Konvertierungssystem zugeordneten technischen Konvertierungsmengen der vergangenen Konvertierungsperioden bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr sowie eine Prognose der technischen Konvertierungsmengen für die anstehende Konvertierungsperiode dar. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar; Prognosen sind schraffiert dargestellt.

Aufgrund des rechnerischen Ansatzes ergeben sich die Prognosewerte aus der Differenz der prognostizierten bilanziellen netzweiten Konvertierung und der prognostizierten kommerziellen Konvertierung. Da de-facto ein großer Teil der in der Vergangenheit ermittelten bilanziellen netzweiten Konvertierung aufgrund von Swaps und netztechnischen Gegebenheiten nicht durch technische und/oder kommerzielle Konvertierung gedeckt werden musste, ist auch bei den Prognosen der technischen Konvertierung eine deutlich niedrigere Inanspruchnahme zu erwarten.

NETZENTGELTSEITIG NICHTBERÜCKSICHTIGTE ANLAGEN

Aktuell bestehen keine Vereinbarungen der NCG mit Dritten über die Nutzung von technischen Konvertierungsanlagen, die nicht bereits über die Netzentgelte abgedeckt sind. NCG prüft jedoch, ob und inwieweit zusätzliche technische Konvertierungskapazitäten von Dritten verfügbar wären und zu welchen vertraglichen Bedingungen diese durch NCG genutzt werden könnten.

Für die Konvertierungsperiode vom 1. Oktober 2020 bis zum 30. September 2021 prognostiziert NCG keine technischen Konvertierungsmengen, deren Kosten nicht bereits netzentgeltseitig berücksichtigt sind.

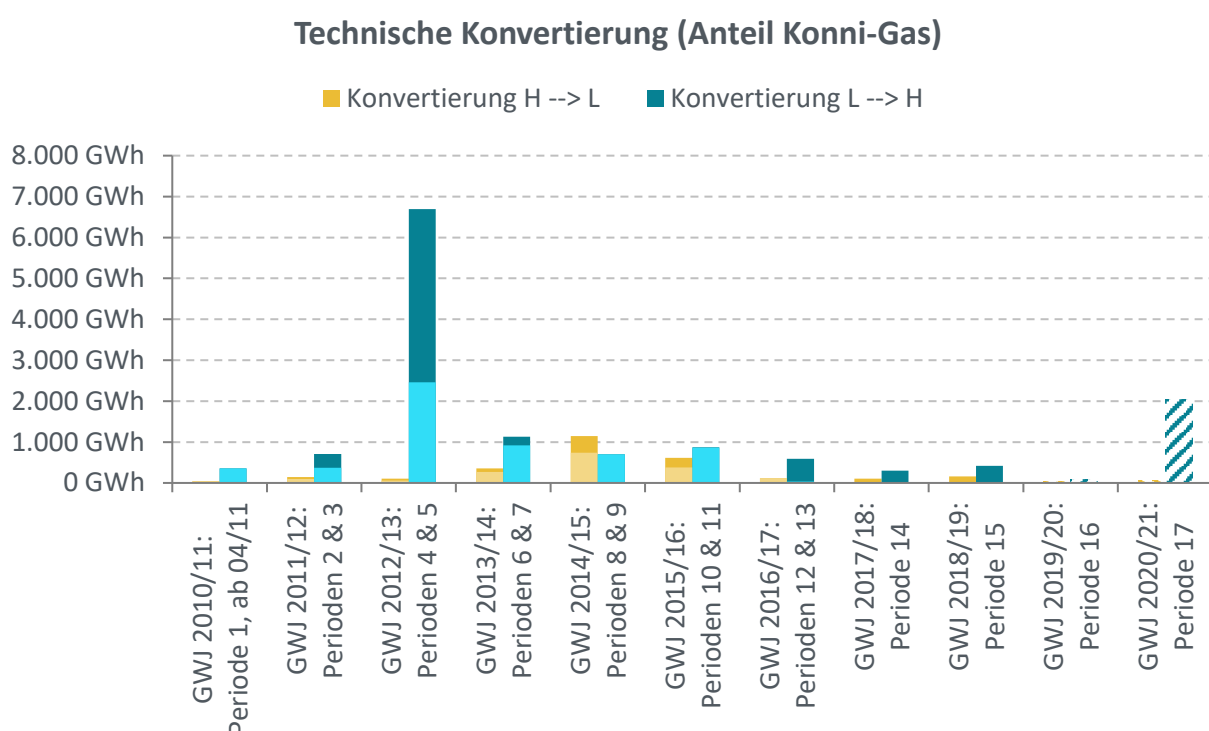


Abbildung 13: Technische Konvertierung (Anteil Konni-Gas)

TRANSPORTKONVERTIERUNG

In der Festlegung Konni Gas wird als netzentgeltseitig nichtberücksichtigte Technische Konvertierung beispielhaft der (unter)tägige Export von H-Gas in die Niederlande und zeit- sowie mengengleiche Import von L-Gas aus den Niederlanden durch die Marktgebietsverantwortlichen unter dem Begriff „Transportkonvertierung“ aufgeführt. Dieses Verfahren entspricht nicht der Technischen Konvertierung im engeren Sinne, da hierbei nicht die physische Beschaffenheit des Gases an sich verändert wird, sondern lediglich Gasmengen unterschiedlicher Gasqualitäten zwischen Marktgebieten ausgetauscht werden.

Zur Durchführung der Transportkonvertierung bedarf es einer Buchung von Transportkapazitäten jeweils zwischen den H-Gas-Netzgebieten und L-Gas-Netzgebieten des Marktgebiets NCG und der Niederlande, wobei die Buchungen möglichst auf kurzfristiger Basis erfolgen sollen. Um eine kostenbasierte Abwägung zwischen der Nutzung der Transportkonvertierung und dem Einsatz von Kommerzieller Konvertierung treffen zu können, müssen die Transportkosten der Transportkonvertierung mit den Commodity-Kosten der Kommerziellen Konvertierung zum Zeitpunkt des Abrufes verglichen werden.

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 und nimmt bislang nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtkonvertierung ein. Die Einsatztage und Mengen sind Tabelle 3 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 3: Transportkonvertierungsmengen und -kosten

Für die Konvertierungsperiode vom 1. Oktober 2020 bis zum 30. September 2021 werden für dieses Verfahren die Mengen nicht prognostiziert. Da die Transportkonvertierung nur eingesetzt wird, wenn die Transportkosten der Transportkonvertierung mit den Commodity-Kosten der kommerziellen Konvertierung maximal gleichauf liegen, müssen keine zusätzlichen Kosten der Transportkonvertierung prognostiziert werden. Vor dem Hintergrund der geringen Erfahrungswerte, können die möglichen Einsparungen in Bezug auf die kommerzielle Konvertierung nicht abgeschätzt werden.

4.3. PROGNOSE DER KOMMERZIELLEN KONVERTIERUNG

Der Bedarf an kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen bis zum Ende der aktuellen sowie für die nächste Konvertierungsperiode kann nicht belastbar prognostiziert werden, da dieser

direkt von der Bilanziellen Konvertierung von Marktteilnehmern, dem Konvertierungsvermögen der Mischanlagen sowie von der jeweils aktuellen physikalischen Netzsituation und damit dem Regelenergiebedarf abhängig ist.

Ein weiterer wesentlicher Faktor ist die Qualität der Verbrauchsprognosen für leistungsgemessene (RLM) und nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher (SLP). Diese kann maßgeblich die Höhe der Einspeisungen durch die BKV in das Marktgebiet beeinflussen und hat damit einen massiven Einfluss auf den Regelenergieeinsatz sowie damit indirekt auf die Höhe der physischen Konvertierungsmengen. Beispielsweise beeinflusst eine generelle Über- oder Unterspeisung der Netze einzelner oder beider Gasqualitäten aufgrund von systembedingten Netzkontoschiefständen die gegenläufige Beschaffung von Regelenergie.

Abbildung 14 stellt die Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen in den vergangenen Konvertierungsperioden bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr sowie eine Prognose für die laufende und kommende Konvertierungsperiode dar. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar; Prognosen sind schraffiert dargestellt.

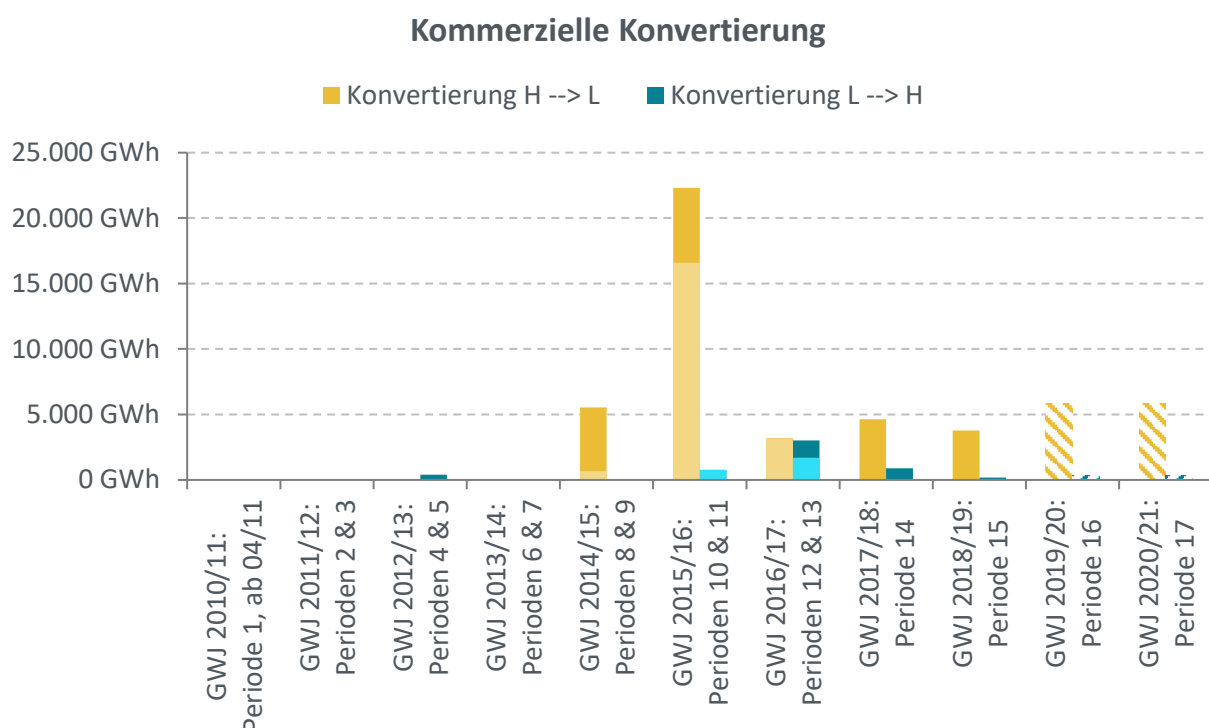


Abbildung 14: Kommerzielle Konvertierungsmengen

4.4. PROGNOSE DER PHYSISCHEN EINSPEISUNG

Da die Konvertierungsumlage auf alle physischen Einspeisemengen von Bilanzkreisen mit den Status „frei zuordenbare Kapazitäten“ (FZK) und „dynamisch zuordenbare Kapazitäten“ (DZK) erhoben wird, müssen die erwarteten physischen Einspeisemengen für die gesamte aktuelle und nächste Konvertierungsperiode anhand von Vergangenheitswerten und typischen Monatsgewichten (Monatsdurchschnittswerte der Vergangenheit) prognostiziert werden. Aufgrund der geringen Varianz erfolgt die Prognose durch lineare Fortschreibung. Die physischen Einspeisemengen sind in Abbildung 15 dargestellt. Betrachtet wurden hierfür die Zeitreihentypen „Entryso“, „Entry Biogas“ und „Entry Wasserstoff“.

Die Mengen sind bezogen auf ein Gaswirtschaftsjahr dargestellt. Helle/Dunkle Farben stellen die Mengen der jeweils ersten/zweiten Periode im Gaswirtschaftsjahr dar; Prognosen sind schraffiert dargestellt.

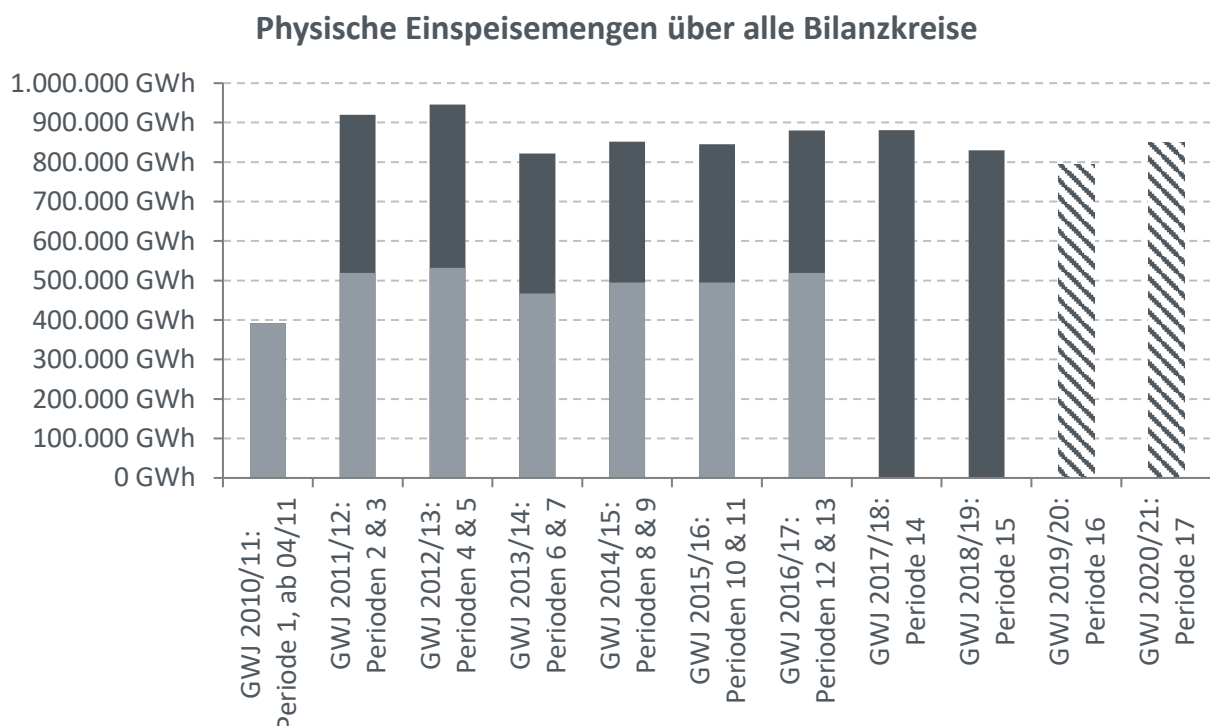


Abbildung 15: Physische Einspeisemengen

5. ERMITTLUNG DES LIQUIDITÄTSPUFFERS

Durch die Anpassung der Festlegung Konni Gas vom 21. Dezember 2016 ist es den Marktgebietsverantwortlichen erlaubt, einen Liquiditätspuffer bei der Bemessung von Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage zu berücksichtigen. Der Liquiditätspuffer soll insbesondere dazu dienen, die mit Prognoseunsicherheiten und hohen Konvertierungskosten verbundenen Liquiditätsrisiken zu reduzieren. Exemplarisch für solche Situationen ist die Periode von Januar bis April 2016 zu nennen, in welcher im Marktgebiet NCG über einen Zeitraum von mehreren Wochen in der Spitze Kosten aus Kommerzieller Konvertierung von über 6 Mio. EUR pro Woche entstanden sind. Insgesamt beliefen sich die Netto-Kosten aus qualitätsscharfen Regelenergieeinkäufen im L-Gas und qualitätsscharfen Regelenergieverkäufen im H-Gas in dieser Periode auf über 85 Mio. EUR. Ebenso sind im Marktgebiet NCG allerdings auch Situationen eingetreten, in welchen in relativ kurzen Zeiträumen extrem hohe Regelenergiekosten aufgetreten sind. Dies war z.B. in der außergewöhnlich kalten Woche vom 25. Februar bis zum 03. März 2018 der Fall, in welcher Netto-Kosten aus dem qualitätsscharfen Kauf von L-Gas und dem qualitätsscharfen Verkauf von H-Gas in Höhe von über 70 Mio. EUR entstanden sind.

Da der Liquiditätspuffer innerhalb einer Konvertierungsperiode durch die Einnahmen aus dem Konvertierungsentgelt und der Konvertierungsumlage aufgebaut wird, ist im Rahmen der Ermittlung der Konvertierungsumlage der angestrebte Liquiditätspuffer zum Ende der Konvertierungsperiode anzusetzen. Entsprechend den Vorgaben der Festlegung deckt der Liquiditätspuffer Risiken von Forderungsausfällen und Insolvenzen, die Vorfinanzierung von kommerziellen Konvertierungsmaßnahmen (inkl. benötigter Mittel für die anteilige Berücksichtigung von Kosten für die Kontrahierung von Langfristoptionen und erhöhte Marginanforderungen der Clearinghäuser) sowie insb. Unsicherheiten in der Mengen- und Preisentwicklung ab. Darüber hinaus entsteht durch die bevorstehende Beendigung der Förderung von L-Gas in den Niederlanden aus dem Produktionsfeld in Groningen ein besonderes Preisrisiko. Die Preise für die Beschaffung von L-Gas liegen gerade im Winter weit über den Preisen für H-Gas. 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.

Aufgrund der anstehenden Marktgebietszusammenlegung ergeben sich zusätzliche Unsicherheiten bzgl. der künftigen Mengen- und Preisentwicklung sowie einer möglichen Neuausrichtung der Marktteilnehmer, die Auswirkungen auf die etablierten Prozesse (bspw. Datenaustausch, Beschaffungsportfolio oder Abrechnungsprozesse) haben könnte. Die hieraus resultierenden Risiken wurden im Liquiditätspuffer berücksichtigt.

Die Risikoabschätzung umfasst dabei sowohl den Zeitraum der anstehenden Konvertierungsperiode (12 Monate) als auch die Winterperiode 2020/2021 in der folgenden Konvertierungsperiode, damit der notwendige Stand des Konvertierungskontos zum Beginn dieser Winterperiode erreicht ist.

Zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode strebt NCG einen Liquiditätspuffer in Höhe von **166 Mio. EUR** an.

6. BERECHNUNGSSCHRITTE ZUR FESTLEGUNG DER KONVERTIERUNGSUMLAGE

6.1. PROGNOSE DER ERWARTETEN IST-KONVERTIERUNGSMENGE

Konvertierungsrichtung	Prognose Ist-Konvertierungsmenge
H -> L	5.500 Mio. kWh
L -> H	28.000 Mio. kWh

Tabelle 4: Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung

6.2. ERMITTLUNG DES GEPLANTEN EINSATZES DER TECHNISCHEN KONVERTIERUNGSANLAGEN

Konvertierungsrichtung	geplanter Einsatz der technischen Konvertierungsanlagen, die netzentgeltseitig bereits berücksichtigt sind	geplanter Einsatz der technischen Konvertierungsanlagen, die netzentgeltseitig nicht berücksichtigt sind
H -> L	57 Mio. kWh	0 kWh
L -> H	2.000 Mio. kWh	0 kWh

Tabelle 5: Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen

6.3. PROGNOSE DES EINSATZES KOMMERZIELLER KONVERTIERUNGSMÄßNAHMEN

Konvertierungsrichtung	Prognose kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
H -> L	5.500 Mio. kWh
L -> H	121 Mio. kWh

Tabelle 6: Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen

6.4. BERECHNUNG DER KONVERTIERUNGSKOSTEN

Kosten-/Erlösposition	Prognose kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
Kosten der technischen Konvertierungs- und Mischanlagen, die nicht in den Netzentgelten berücksichtigt sind	0 EUR
Erlöse aus Konvertierungsmaßnahmen	-52,1 Mio. EUR
Konvertierungskosten resultierend aus Regelernergieeinkäufen bzw. Transportkonvertierungskosten	+60,8 Mio. EUR
Konvertierungskosten resultierend aus anteiligen Langfristkosten	+1,6 Mio. EUR
Gesamt	10,2 Mio. EUR

Tabelle 7: Berechnung der Konvertierungskosten

6.5. PROGNOSE DER BILANZIELLEN KONVERTIERUNGSMENGE

Konvertierungsrichtung	Prognose bilanzielle Konvertierungsmengen
H -> L	7.250 Mio. kWh
L -> H	39.000.Mio. kWh

Tabelle 8: Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge

6.6. ERMITTLUNG DER PROGNOTIZIERTEN ERLÖSE AUS DEM KONVERTIERUNGS-ENTGELT

Konvertierungsrichtung	Prognose bilanzielle Konvertierungsmengen
H -> L	$7.250 \text{ Mio. kWh} * 0,045 \text{ ct/kWh} = 3,3 \text{ Mio. EUR}$
L -> H	$39.000 \text{ Mio. kWh} * 0 \text{ ct/kWh} = 0 \text{ EUR}$

Tabelle 9: Prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt

6.7. ERMITTLUNG DES LIQUIDITÄTSPUFFERS

Benötigte Höhe des Liquiditätspuffers zum 30.9.2021

166 Mio. EUR

Tabelle 10: Höhe des Liquiditätspuffers

6.8. PROGNOSE DER SUMME DER PHYSISCHEN EINSPEISEMENGEN ÜBER ALLE BILANZKREISE

Prognostizierte physische Einspeisemenge im H-Gas und L-Gas

850.000 Mio. kWh

Tabelle 11: Prognostizierte physische Einspeisemenge

6.9. ERMITTLUNG DER DURCH DIE KONVERTIERUNGSUMLAGE ZU DECKENDEN PROGNOTIZIERTEN KONVERTIERUNGSKOSTEN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DES LIQUIDITÄTSPUFFERS

Kosten-/Erlösposition	Prognose kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
Prognose Umlagekonto zum 30.09.2020	+173 Mio. EUR
Prognostizierte Konvertierungskosten	-10,2 Mio. EUR
Benötigter Liquiditätspuffer	-166 Mio. EUR
Prognostizierte Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt	+3,3 Mio. EUR

Durch Umlage zu deckende Kosten

0 Mio. EUR

Tabelle 12: Durch Konvertierungsumlage zu deckende prognostizierte Konvertierungskosten

6.10. BERECHNUNG DER HÖHE DER KONVERTIERUNGSUMLAGE

Benötigte Höhe der Konvertierungsumlage

0 Mio EUR / 850.000 Mio. kWh = 0,00 ct/kWh

Tabelle 13: Berechnung der Konvertierungsumlage

7. ERMITTLUNG DER KONVERTIERUNGSUMLAGE

ERMITTLUNG DER ZU DECKENDEN RESTKOSTEN

Entsprechend der Ausführungen in Kapitel 6 wird zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode ohne Berücksichtigung der Einnahmen aus der Konvertierungsumlage ein Kontostand von ca. 166 Mio. EUR erwartet. In Bezug auf den angestrebten Kontostand unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers von 166 Mio. EUR entsteht kein Fehlbetrag.

ERMITTLUNG DER KONVERTIERUNGSUMLAGE

Da die Konvertierungsumlage auf alle physischen Einspeisemengen (außer Einspeisungen auf Basis von beschränkt-zuordenbaren Kapazitäten) erhoben wird, ist der ermittelte Fehlbetrag gleichmäßig auf die prognostizierten physischen Einspeisemengen für die kommende Konvertierungsperiode zu verteilen.

Da kein Fehlbetrag entsteht wird die Konvertierungsumlage zu **0 EUR/MWh** festgelegt.

8. ENTSCHEIDUNG ÜBER EINE AUSSCHÜTTUNG

PROGNOSE DES ÜBERSCHUSSBETRAGES

Entsprechend den Ausführungen in Kapitel 5 wird zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode (30. September 2021) ein Liquiditätspuffer in Höhe von 166 Mio. EUR angestrebt. Die Prognosen der Kosten und Erlöse aus dem Konvertierungssystem lassen für das Ende der kommenden Konvertierungsperiode einen Stand des Konvertierungskontos in dieser Höhe erwarten.

Eine Ausschüttung würde lediglich dann erfolgen, wenn auf Basis der prognostizierten Kosten und Erlöse sowie unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers ein Überschuss auf dem Konvertierungskonto verbleibt. Da dies für die kommende Konvertierungsperiode nicht der Fall ist, wird mit Wirkung zum 30. September 2020 keine Ausschüttung aus dem Konvertierungskonto erfolgen.

NetConnect Germany GmbH & Co. KG

Kaiserswerther Straße 115
40880 Ratingen

Recht & Regulierung

regulierung@net-connect-germany.com

T: +49 (0) 2102 59 79 – 945

F: +49 (0) 2102 59 79 – 59

www.net-connect-germany.com