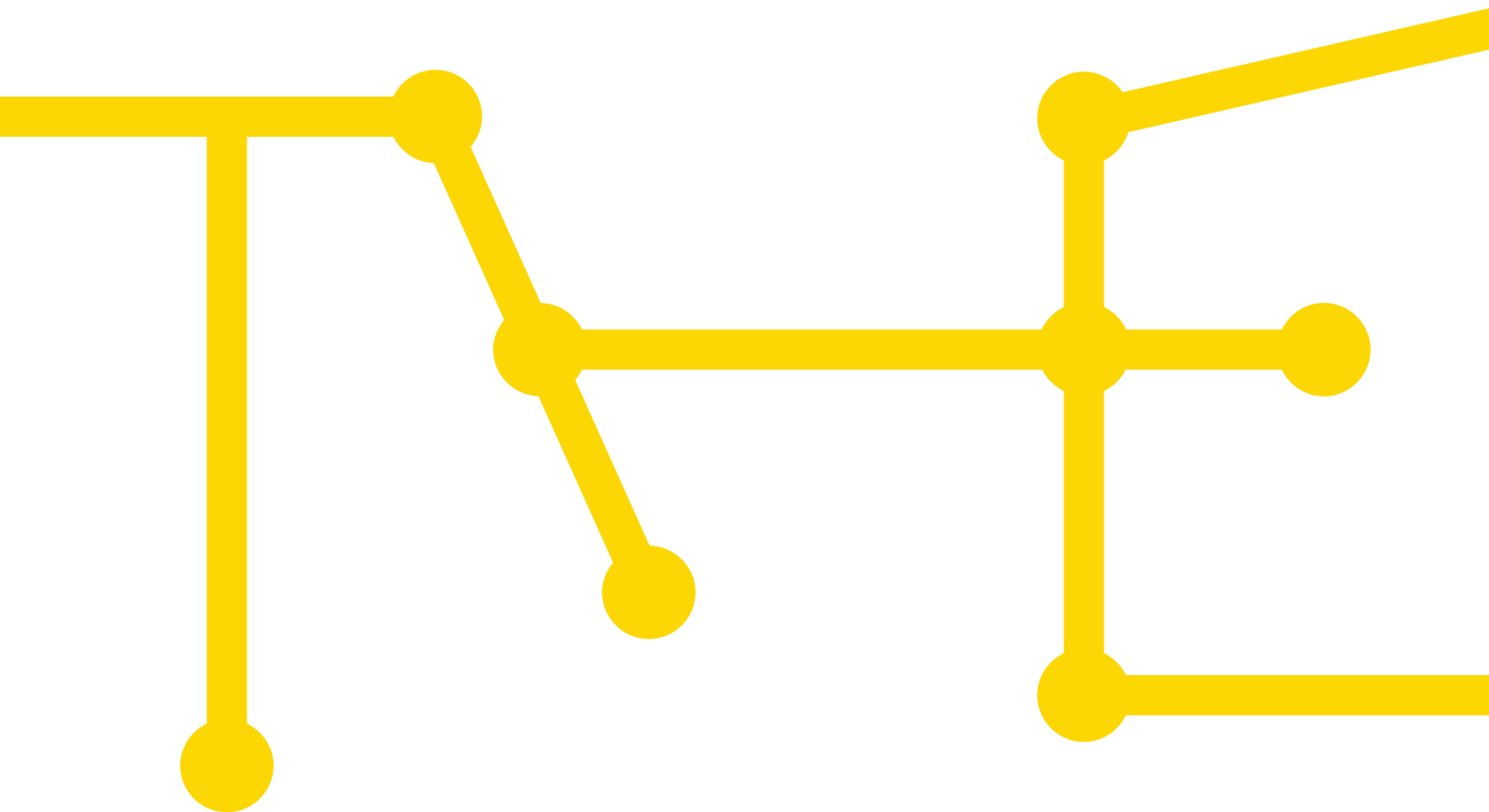


Berechnungsgrundlage Konvertierungsentgelt und Konvertierungsumlage für das GWJ 2022/23



Inhaltsverzeichnis

1.	Einleitung	9
2.	Aktuelle Situation und Entwicklung der Indikatoren	11
2.1.	Beschreibung aktuelle Situation	11
2.2.	Entwicklung der Indikatoren zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts	12
2.2.1.	Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet	13
2.2.2.	Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen	14
2.2.3.	Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet	15
2.2.4.	Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet	16
3.	Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts	18
3.1.	Beschreibung, Gewichtung und Berechnung der verwendeten Indikatoren	18
3.1.1.	Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet	18
3.1.2.	Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen	19
3.1.3.	Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet	21
3.1.4.	Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet	22
3.2.	Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts	23
4.	Mengenprognosen	24
4.1.	Prognose der Bilanziellen Konvertierung und Ist-Konvertierung	24
4.2.	Prognose der Technischen Konvertierung	27
4.2.1.	Netzentgeltseitig berücksichtigte Anlagen	27
4.2.2.	Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen	28
4.2.3.	Transportkonvertierung	29
4.3.	Prognose der Kommerziellen Konvertierung	31
4.4.	Prognose der physischen Einspeisung	33
5.	Ermittlung des Liquiditätspuffers	34
6.	Berechnungsschritte zur Festlegung der Konvertierungsumlage	36
6.1.	Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge	36
6.2.	Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen	36
6.3.	Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen	36

6.4.	Berechnung der Konvertierungskosten	36
6.5.	Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge	37
6.6.	Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt	37
6.7.	Ermittlung des Liquiditätspuffers	37
6.8.	Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen über alle Bilanzkreise	37
6.9.	Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden prognostizierten Konvertierungskosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers	37
6.10.	Berechnung der Höhe der Konvertierungsumlage	38
7.	Ermittlung der Konvertierungsumlage	38
8.	Entscheidung über eine Ausschüttung	38

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Temperaturentwicklung und L-Gas-Absatz	11
Abbildung 2: Entwicklung Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung am L-Gas-Absatz.....	13
Abbildung 3: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz	14
Abbildung 4: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz.....	15
Abbildung 5: Entwicklung Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz	16
Abbildung 6: Indikator 1 – Anteil Bilanzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz	19
Abbildung 7: Indikator 2 – Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz.....	20
Abbildung 8: Indikator 3 – Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz.....	21
Abbildung 9: Indikator 4 – Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz.....	22
Abbildung 10: Bilanzielle Konvertierungsmengen	25
Abbildung 11: Marktverschiebung	26
Abbildung 12: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt.....	28
Abbildung 13: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt	29
Abbildung 14: Transportkonvertierung	31
Abbildung 15: Kommerzielle Konvertierungsmengen	32
Abbildung 16: Physische Einspeisemengen	33

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ermittlung des Konvertierungsentgelts	23
Tabelle 2: Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer.....	35
Tabelle 3: Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung.....	36
Tabelle 4: Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen	36
Tabelle 5: Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen.....	36
Tabelle 6: Berechnung der Konvertierungskosten.....	36
Tabelle 7: Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge	37
Tabelle 8: Prognostizierte Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt	37
Tabelle 9: Höhe des Liquiditätspuffers	37
Tabelle 10: Prognostizierte physische Einspeisemenge.....	37
Tabelle 11: Durch Konvertierungsumlage zu deckende prognostizierte Konvertierungskosten.....	37
Tabelle 12: Berechnung der Konvertierungsumlage	38

Abkürzungsverzeichnis

BK7	Beschlusskammer 7
BNetzA	Bundesnetzagentur
DZK	dynamisch zuordenbare Kapazitäten
FZK	frei zuordenbare Kapazitäten
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
OGE	Open Grid Europe GmbH
RBK	Rechnungsbilanzkreis
RLM	leistungsgemessene Letztverbraucher
SLP	nicht-leistungsgemessene Letztverbraucher
TG	Thyssengas GmbH
THE	Trading Hub Europe GmbH

Begriffsdefinitionen

Bilanzielle Konvertierung

Pro Bilanzkreis konstruierte 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. Der Begriff **Bilanzielle Konvertierung** kann sowohl je (R)BK als auch für die Summe der über alle Bilanzkreise aufsummierten bilanziellen Konvertierungsmengen herangezogen werden.

Bilanzielle Netzweite Konvertierung

Berechnungsvariante der **Physischen Konvertierung**: Summation aller Einspeisungen sowie aller Auspeisungen (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 technischer Konvertierung und für den MGV kostenpflichtiger technischer Konvertierung (beispielsweise technische Konvertierung Dritter oder Transportkonvertierung) unterschieden wird. Netzentgeltseitig berücksichtigte **Technische Konvertierung** ist unter anderem die Konvertierung durch technische Mischanlagen der Fernleitungsnetzbetreiber.

Transportkonvertierung

Teilmenge der **Technischen Konvertierung**; hierbei werden gasqualitätsübergreifend an zwei Grenzübergangspunkten zu den Niederlanden gegenläufige Kapazitäten gebucht und Gas in der einen Qualität in das niederländische Netz hinein und in der anderen Gasqualität wieder heraus transportiert.

1. Einleitung

Die Trading Hub Europe GmbH (THE) 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 für das Marktgebiet Trading Hub Europe zu veröffentlichen.

Für den Geltungszeitraum vom 1. Oktober 2021 bis 30. September 2022 legt THE das **Konvertierungsentgelt in der Richtung von H-Gas nach L-Gas in einer Höhe von 0,45 EUR/MWh** fest. Die **Konvertierungsumlage** wird **in einer Höhe von 0,038 ct/kWh (0,38 EUR/MWh)** 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-Gas nach L-Gas
- Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt von H-Gas 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 seit 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 vorgesehen. Die Höhe des Konvertierungsentgelts für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas ist anreizorientiert zu bemessen. 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-Letztverbrauchern 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 in den vormals getrennten Marktgebieten GASPOOL und NetConnect Germany (NCG). Eine ausführliche Beschreibung der bisherigen Entwicklung des Konvertierungssystems kann dem auf der Internetseite der THE (www.tradinghub.eu) veröffentlichten „Evaluierungsbericht zum Konvertierungssystem“¹ entnommen werden.

¹ https://www.tradinghub.eu/Portals/0/DLC%20Berichte/THE_Evaluierungsbericht_KONNI_2021.pdf?ver=wqZluFFXCA0m4-ATBX0r2Q%3d%3d

2. Aktuelle Situation und Entwicklung der Indikatoren

2.1. Beschreibung aktuelle Situation

Nachfolgend erfolgt eine Beschreibung der Entwicklung des Konvertierungssystems in Bezug auf die Gesamtsituation des L-Gasnetzes und Temperaturentwicklung.

Nachdem die Summe der bilanziellen Konvertierung über beide Richtungen in den Altmarktgebieten seit Oktober 2017 je Gaswirtschaftsjahr um den Mittelwert 60 TWh schwankte, liegt die Gesamtsumme im laufenden Gaswirtschaftsjahr nur bei voraussichtlich 50 TWh. Dabei überwog in den GWJ 2017/18 bis 2019/20 die Richtung L-Gas nach H-Gas. Für das letzte Jahr der getrennten Marktgebiete ergab sich eine Nettokonvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas (41 TWh zu 17 TWh); im ersten Jahr des gesamtdeutschen Marktgebietes schlug diese jedoch wieder in die Gegenrichtung um (12 TWh zu 37 TWh).

Der deutliche Anstieg der kommerziellen Konvertierungsmengen insb. in Richtung H-Gas zu L-Gas im letzten Gaswirtschaftsjahr scheint sich im laufenden GWJ nicht zu wiederholen; in wie weit dies ein vorübergehender Trend in Folge der aktuellen Situation ist bleibt abzuwarten.

Durch die fortschreitende Marktraumumstellung sinkt der L-Gas-Absatz im betrachteten Zeitraum seit Oktober 2017 trotz der im Winter 2020/21 wieder niedrigeren Temperaturen kontinuierlich. Im laufenden Gaswirtschaftsjahr liegen die Mengen nur noch bei ca 80 % der Vorjahresmengen (jeweils Oktober bis April). Siehe hierzu Abbildung 1.

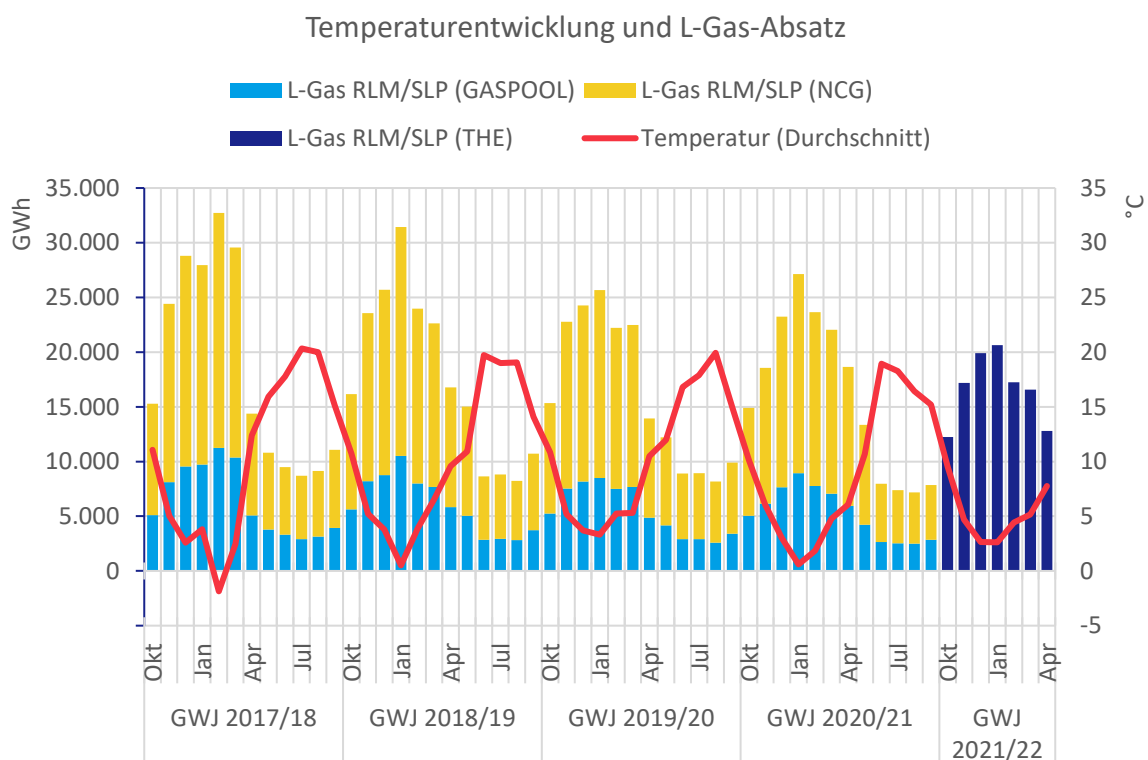


Abbildung 1: Temperaturentwicklung und L-Gas-Absatz

2.2. Entwicklung der Indikatoren zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts

Bei der Ermittlung der Höhe des anreizorientierten Konvertierungsentgelts hat THE 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-Gas nach L-Gas **zum L-Gas-Absatz** im Marktgebiet (Indikator 1)
- Anteil des **Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke** für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas **am gesamten Regelenergieaufkommen** (Indikator 2)
- Anteil des **Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke** für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas **am L-Gas-Absatz im Marktgebiet** (Indikator 3)

THE hat diese Indikatoren auf ihre Eignung zur Ermittlung eines anreizorientierten Konvertierungsentgelts hin zu prüfen. Ergänzend hat THE 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 THE einen zusätzlichen Indikator als geeignet an, um ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt bestimmen zu können:

- Anteil der **Regelenergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz** im Marktgebiet (Indikator 4)

Die in den Altmarktgebieten herangezogenen Indikatoren „Base Case Bilanziell Konvertierte Menge H-Gas zu L-Gas“ (GASPOOL) und „Wirtschaftlicher Break-Even“ (NCG) finden im gemeinsamen Marktgebiet THE keine Anwendung.

2.2.1. Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H-Gas 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 2 wird der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt; für die Zeiträume Oktober 2017 bis September 2021 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Indikator 1 zeigt anschaulich die Abhängigkeit der bilanziellen Konvertierungsmengen vom gegebenen Konvertierungsentgelt. Im Altmarktgebiet GASPOOL führte die Absenkung des Konvertierungsentgelts im Oktober 2020 auf 0,39 EUR/MWh unmittelbar zu einem deutlichen Anstieg der durch H-Gas und Konvertierung versorgten L-Gas-Ausspeisungen (maximale Tageswerte), so dass diese Anteile im September 2021 auf über 90 % stiegen. Im Altmarktgebiet NCG hat sich mit der Festlegung des Entgelts auf 0,45 EUR/MWh der Anteil der bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz grundsätzlich auf ein systemverträgliches Maß eingestellt, welches gleichzeitig eine relevante Nutzung des Konvertierungssystems widerspiegelt. Dennoch war auch im Altmarktgebiet NCG trotz gleichbleibendem Konvertierungsentgelt ein deutlicher Anstieg der Anteile im Vergleich zum vorherigen Gaswirtschaftsjahr zu beobachten. Im ersten gesamtdeutschen Marktgebiet zeigt sich im betrachteten Zeitraum bei Beibehaltung des Konvertierungsentgelts in Höhe von 0,45 EUR/MWh ein sprunghaftes Verhalten mit Monaten ohne bilanzielle netzweite Konvertierung in Richtung H-Gas nach L-Gas, die sich mit Monaten abwechseln, in denen es zu Anteilen mit Tagesspitzen von bis zu 100 % kommt.

Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung H→L an L-Gas-Absatz
(Maximum)

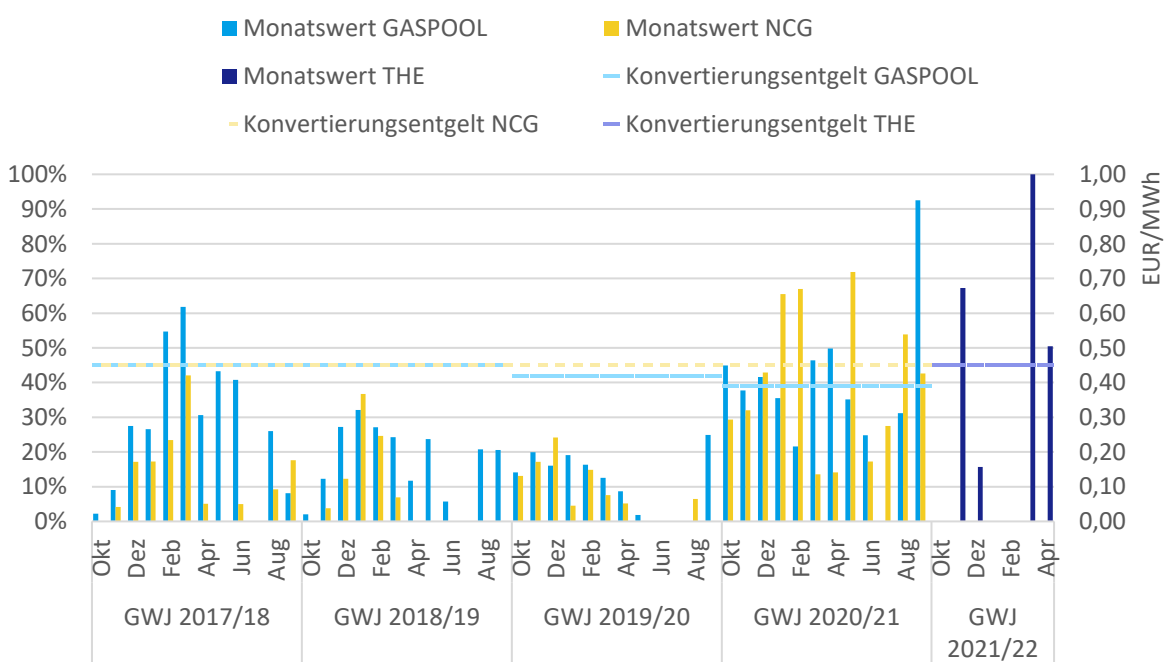


Abbildung 2: Entwicklung Anteil bilanzielle netzweite Konvertierung am L-Gas-Absatz

2.2.2. Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Kommerziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen (SystemBuy und SystemSell) der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 3 wird der durchschnittliche Anteil in dem jeweiligen Monat dargestellt; für die Zeiträume Oktober 2017 bis September 2021 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Dieser Indikator ist aus Sicht der THE 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 und umgekehrt.

Nichtsdestoweniger zeigt sich eine ähnliche Entwicklung in Indikator 2 wie in den übrigen Indikatoren: Die Absenkung des Entgelts auf 0,39 EUR/MWh im Altmarktgebiet GASPOOL im Oktober 2020 hatte einen Anstieg des Anteils der für kommerzielle Konvertierung aufgewendeten Regelenergie auf bis zu 40 % zur Folge. Diese Werte wurden zuletzt im Gaswirtschaftsjahr 2017/2018 erreicht. Im Altmarktgebiet NCG hat sich mit der kontinuierlichen Festlegung des Entgelts auf 0,45 EUR/MWh der Anteil der kommerziellen Konvertierung am Regelenergieeinsatz insgesamt auf ein systemverträgliches Maß eingestellt, wobei die Höhe der Anteile bei gleichbleibendem Entgelt dennoch in den einzelnen Entgeltperioden schwankte

Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz
(Durchschnitt)

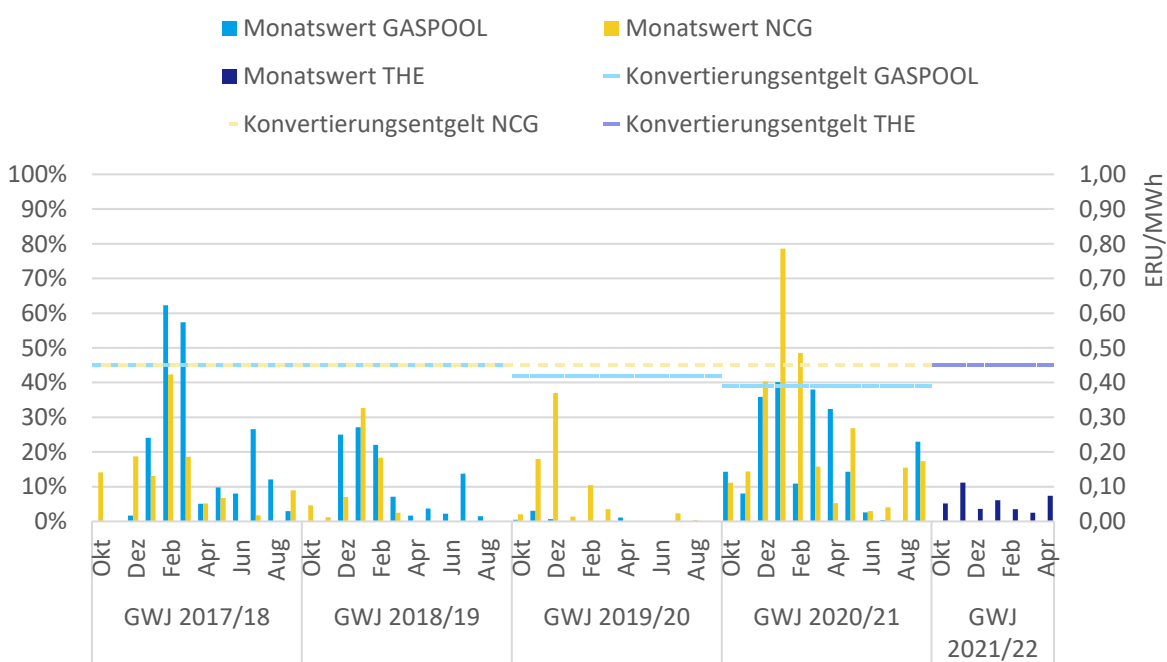


Abbildung 3: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz

und im Januar/Februar 2021 die Anteile der für kommerzielle Konvertierung aufgewendeten Regelenergie auf nahezu 50 % bzw. 80 % anstiegen. Im laufenden Gaswirtschaftsjahr liegen bei insgesamt moderatem Regelenergieeinsatz und Beibehaltung des Konvertierungsentgelts in Höhe von 0,45 EUR/MWh die durchschnittlichen Anteile der kommerziellen Konvertierung am Regelenergieeinsatz unterhalb der von THE als systemverträglich angesehenen Grenze von 20 %.

2.2.3. Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas 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-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 4 wird der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt; für die Zeiträume Oktober 2017 bis September 2021 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

Dieser Indikator ist geeignet zu beurteilen, ob THE aufgrund des Konvertierungsverhaltens der Marktteilnehmer zum überwiegenden Beschaffer von L-Gas wird. Die in den zuvor aufgeführten Indikatoren festgestellten Verläufe lassen sich in Indikator 3 ebenso wiederfinden. Der Anteil der kommerziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz stieg beispielsweise im Altmarktgebiet GASPOOL im Oktober 2020 deutlich an, nachdem die Absenkung des Konvertierungsentgelts auf 0,39 EUR/MWh erfolgte. Hier wurden in einzelnen Monaten Anteile von über 30 % erreicht, wohingegen die Anteile im vorherigen Gaswirtschafts-

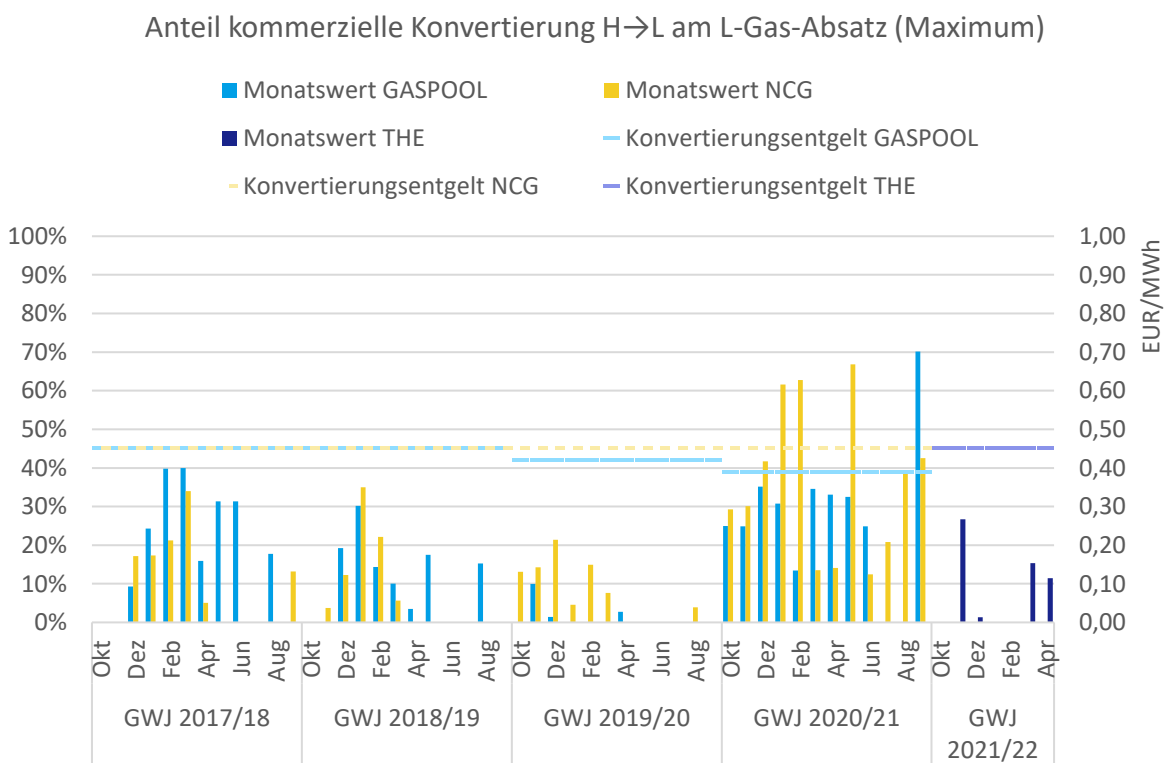


Abbildung 4: Entwicklung Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz

jahr bei höchstens 10 % lagen. Im September 2021 wurde der in beiden Marktgebieten bisherige Höchstwert von 70 % erreicht. Im Altmarktgebiet NCG haben sich mit der kontinuierlichen Festlegung des Entgelts auf 0,45 EUR/MWh die Anteile insgesamt auf ein systemverträgliches Maß eingestellt, wobei in den einzelnen Entgeltperioden auch Schwankungen zu beobachten sind und im Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 der Anteil der kommerziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz zum Teil auf Höchstwerte von über 60 % anstieg. Indikator 3 zeigt für die betrachteten Monate des Marktgebietes THE bei Beibehaltung des Konvertierungsentgelts in Höhe von 0,45 EUR/MWh einen Rückgang der Anteile auf ein systemverträgliches Maß in Höhe der im Gaswirtschaftsjahr 2019/2020 erreichten Anteile.

2.2.4. Indikator 4: Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgelts und der Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz der vergangenen Konvertierungsperioden zueinander ins Verhältnis gesetzt. In Abbildung 5 wird der maximale Tagesanteil in dem jeweiligen Monat dargestellt; für die Zeiträume Oktober 2017 bis September 2021 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet. Das in dem jeweiligen Monat gültige Konvertierungsentgelt kann der Grafik ebenfalls entnommen werden.

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

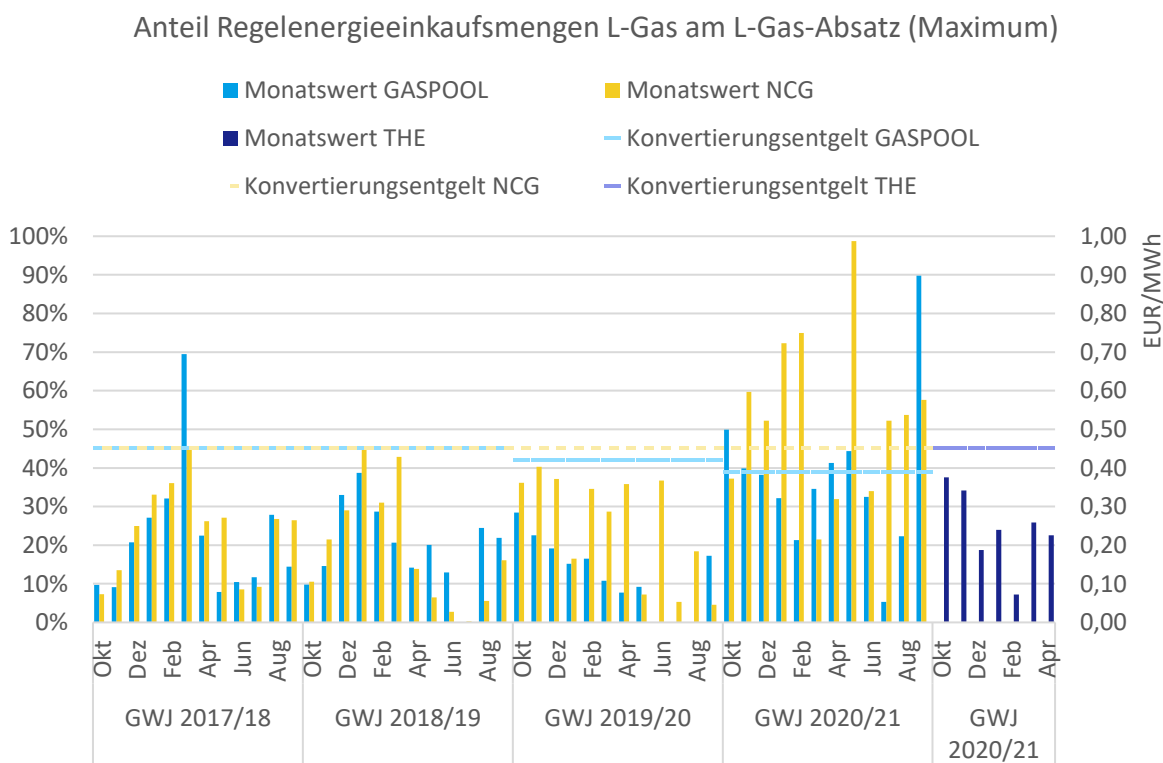


Abbildung 5: Entwicklung Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

Auch Indikator 4 spiegelt die Auswirkungen der Absenkung des Konvertierungsentgelts deutlich wider: Während die Anteile der Versorgung der L-Gas-Kunden durch Regelenergie im Altmarktgebiet GASPOOL zuvor selten 30 % erreichten, stiegen diese nach Senkung des Entgelts im Oktober 2020 unmittelbar auf 50 % und blieben danach teilweise kontinuierlich bei ca. 40 %. Im Altmarktgebiet NCG befanden sich die maximalen Beschaffungsanteile durch die kontinuierliche Festlegung des Konvertierungsentgelts auf 0,45 EUR/MWh in der Regel in einem hinnehmbaren Bereich. Insbesondere in den Winterjahreshälften stiegen jedoch die als Regelenergie zu beschaffenden Mengen im L-Gas regelmäßig auf nahezu 50 %, wobei die Anteile im Winter 2020/2021 im Altmarktgebiet NCG teilweise über 70 % erreichten. Im weiteren Verlauf des Gaswirtschaftsjahres 2020/21 zeigten sich in beiden Marktgebieten Höchstwerte von über 90 %. Für das laufende Gaswirtschaftsjahr zeigen sich im Marktgebiet THE bei Beibehaltung des Konvertierungsentgelts in Höhe von 0,45 EUR/MWh Monatswerte zwischen 20 % und 40 % (mit Ausnahme Februar 2022). Sollten erneut Anteile von 50 % oder mehr für längere Zeiträume auftreten, würde dies zu hohen Kosten des Konvertierungssystems führen.

3. Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts

Zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts berechnet THE anhand jedes der vier 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.

3.1. Beschreibung, Gewichtung und Berechnung der verwendeten Indikatoren

Indikator 2 (Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen) ist aufgrund seiner Beeinflussbarkeit durch nicht-konvertierungsbedingte Effekte nur begrenzt geeignet zur Ermittlung des anreizorientierten Konvertierungsentgelts. Indikator 2 wird daher nur mit 10 % gewichtet.

Indikator 1 (Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas zum L-Gas-Absatz im Marktgebiet), Indikator 3 (Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet) und Indikator 4 (Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz im Marktgebiet) setzen allesamt Faktoren des Konvertierungssystems ins Verhältnis zum L-Gas-Absatz. Die genannten Indikatoren sind gut geeignet, um ein anreizorientiertes Konvertierungsentgelt zu bestimmen. Die Indikatoren 1, 3 und 4 werden daher jeweils mit 30 % gewichtet und ergeben somit in ihrer Gesamtheit eine Gewichtung von 90 %.

3.1.1. Indikator 1: Anteil der Bilanziellen Konvertierung von H-Gas 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. Für die Marktgebiete GASPOOL und THE wird das durch Eigenproduktion erzeugte L-Gas berücksichtigt.

In Abbildung 6 wird jedem gegebenen Entgelt der sich ergebende Anteil zugeordnet und grafisch durch einen Punkt dargestellt. Hierbei werden alle drei Marktgebiete GASPOOL, NCG und THE jeweils getrennt berechnet. Da sich für Entgelte über 1 EUR/MWh keine nennenswerte Konvertierung eingestellt hat, werden diese aus der Betrachtung ausgenommen. Die Verteilung der Gesamtheit der Datenpunkte wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Bilanziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz berechnet. Diese Prognose wird für das kommende Gaswirtschaftsjahr angewendet.

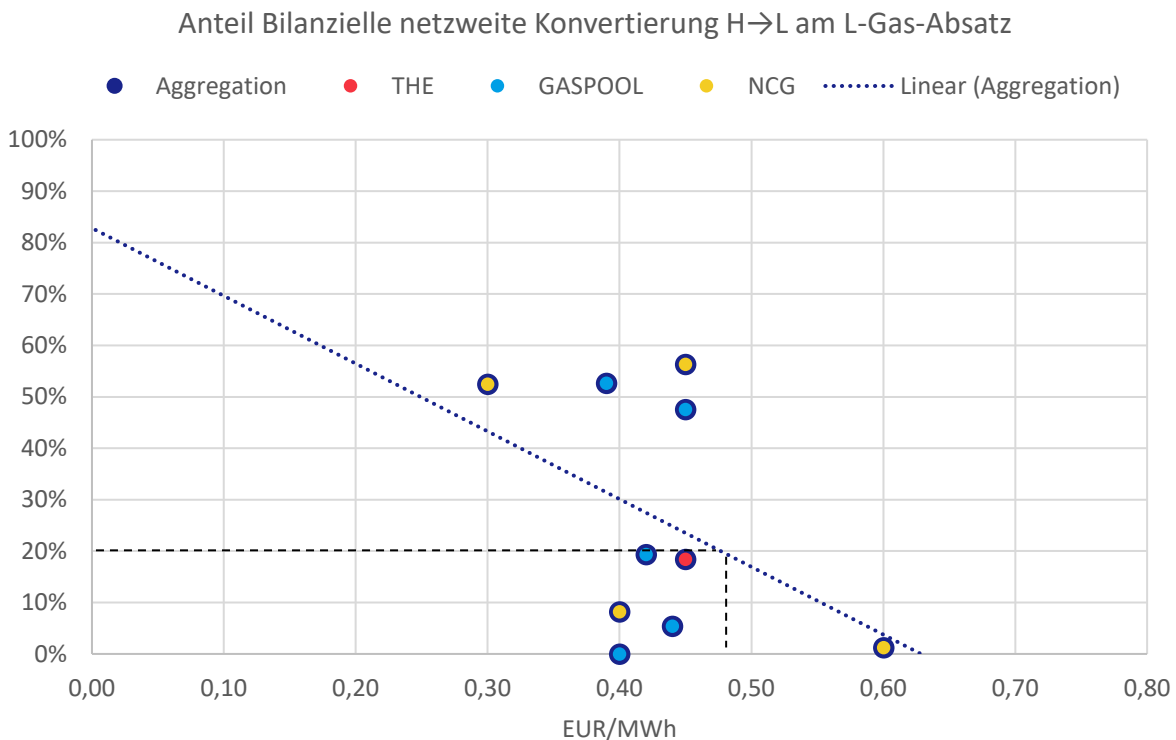


Abbildung 6: Indikator 1 – Anteil Bilanzelle Konvertierung am L-Gas-Absatz

Aus Sicht der THE ist ein Anteil der Bilanzellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas am L-Gas-Absatz von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,48 EUR/MWh**.

Dieser Indikator ist aus Sicht der THE 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 30 % gewichtet.

3.1.2. Indikator 2: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen

Zur Ermittlung des Indikators werden die Höhe des Konvertierungsentgeltes und der Anteil der Kommerziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas am gesamten Regelenergieaufkommen (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 jedem gegebenen Entgelt der sich ergebende Anteil zugeordnet und grafisch durch einen Punkt dargestellt. Hierbei werden alle drei Marktgebiete GASPOOL, NCG und THE jeweils getrennt berechnet. Da sich für Entgelte über 1 EUR/MWh keine nennenswerte Konvertierung eingestellt hat, werden diese aus der Betrachtung ausgenommen. Die Verteilung der Gesamtheit der Datenpunkte der Altmarktgebiete wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Kommerziellen Konvertierung am gesamten Regelenergieaufkommen berechnet. Diese Prognose wird für das kommende Gaswirtschaftsjahr angewendet.

Aus Sicht der THE ist ein Anteil des Regelenergiebedarfs für Konvertierungszwecke in der Konvertierungsrichtung H-Gas nach L-Gas an dem gesamten Regelenergieaufkommen in Höhe von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,42 EUR/MWh**.

Dieser Indikator ist aus Sicht der THE 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.

Indikator 2 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgelts daher mit 10 % gewichtet.

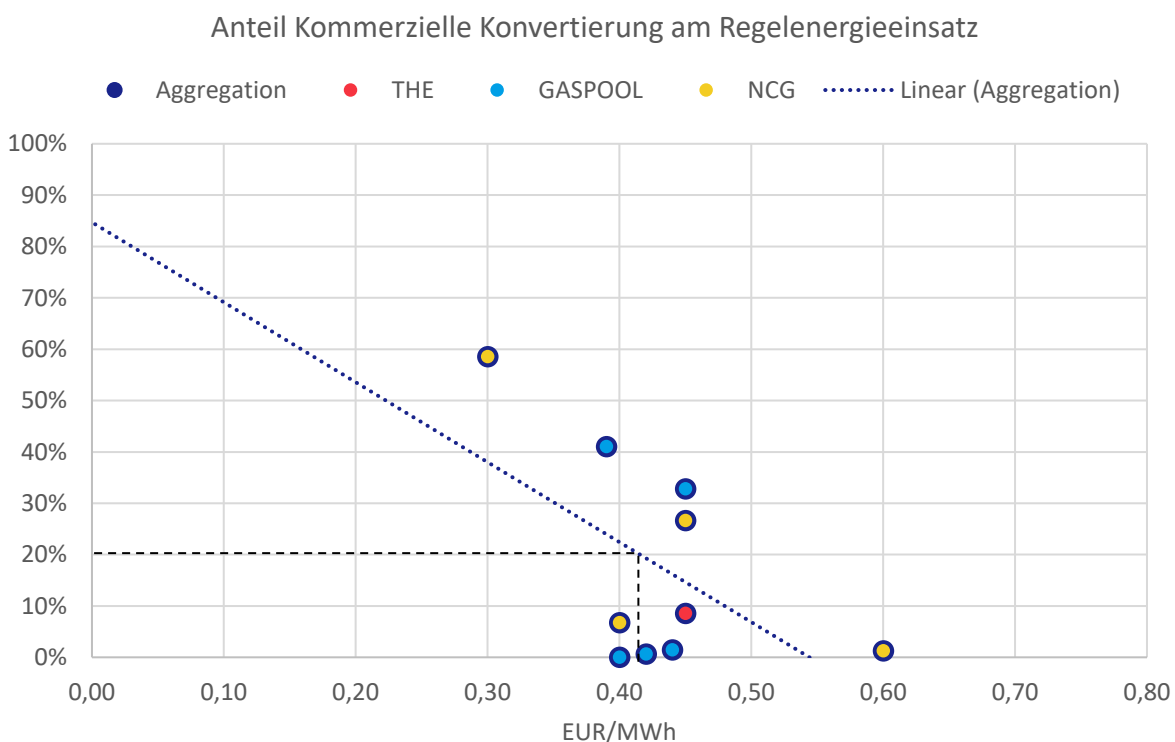


Abbildung 7: Indikator 2 – Anteil Kommerzielle Konvertierung am Regelenergieeinsatz

3.1.3. Indikator 3: Anteil des Regelenergieaufkommens für Konvertierungszwecke für die Konvertierungsrichtung H-Gas 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-Gas 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. Für die Marktgebiete GASPOOL und THE wird das durch Eigenproduktion erzeugte L-Gas berücksichtigt.

In Abbildung 8 wird jedem gegebenen Entgelt der sich ergebende Anteil zugeordnet und grafisch durch einen Punkt dargestellt. Hierbei werden alle drei Marktgebiete GASPOOL, NCG und THE jeweils getrennt berechnet. Da sich für Entgelte über 1 EUR/MWh keine nennenswerte Konvertierung eingestellt hat, werden diese aus der Betrachtung ausgenommen. Die Verteilung der Gesamtheit der Datenpunkte der Altmarktgebiete wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Kommerziellen Konvertierung am L-Gas-Absatz berechnet. Diese Prognose wird für das kommende Gaswirtschaftsjahr angewendet.

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

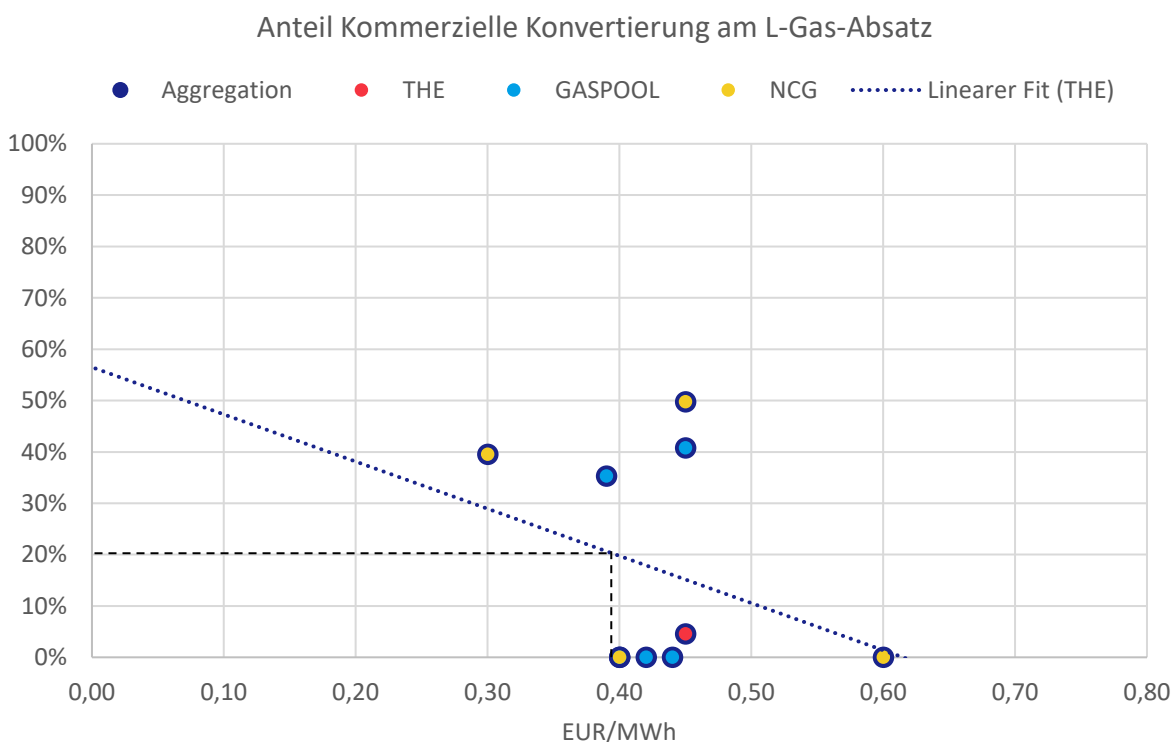


Abbildung 8: Indikator 3 – Anteil Kommerzielle Konvertierung am L-Gas-Absatz

von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,39 EUR/MWh**.

Indikator 3 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgelts mit 30 % gewichtet.

3.1.4. 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 Regelenergieeinkaufsmengen 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. Für die Marktgebiete GASPOOL und THE wird das durch Eigenproduktion erzeugte L-Gas berücksichtigt.

In Abbildung 9 wird jedem gegebenen Entgelt der sich ergebende Anteil zugeordnet und grafisch durch einen Punkt dargestellt. Hierbei werden alle drei Marktgebiete GASPOOL, NCG und THE jeweils getrennt berechnet. Da sich für Entgelte über 1 EUR/MWh keine nennenswerte Konvertierung eingestellt hat, werden diese aus der Betrachtung ausgenommen. Die Verteilung der Gesamtheit der Datenpunkte der Altmarktgebiete wird per linearer Regression mit einer Gleichung beschrieben, die bei gegebenem Entgelt den Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen in der Gasqualität L-Gas am L-Gas-Absatz berechnet. Diese Prognose wird für das kommende Gaswirtschaftsjahr angewendet.

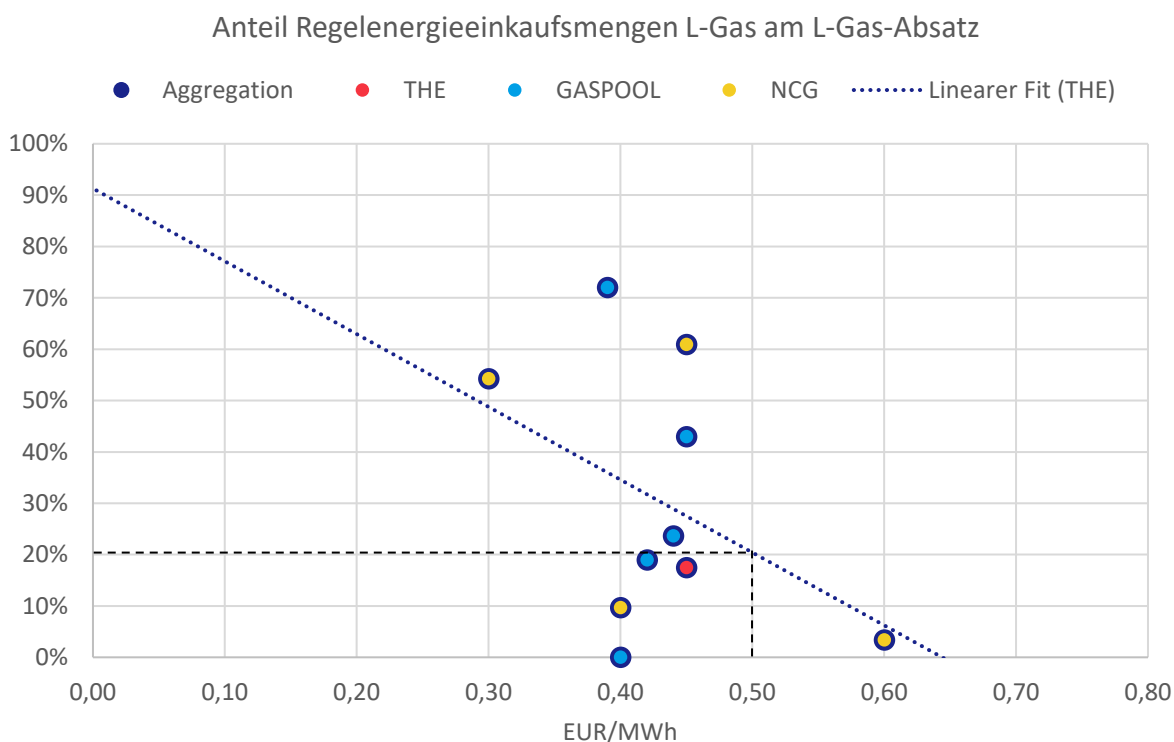


Abbildung 9: Indikator 4 – Anteil der Regelenergieeinkaufsmengen L-Gas am L-Gas-Absatz

Dieser Indikator wird verwendet, da aus Sicht der THE neben den anderen Indikatoren betrachtet werden sollte, zu welchem Anteil THE Regelenergie für die Versorgung der L-Gas-Kunden beschafft, auch wenn dem keine gegenläufige Kommerzielle Konvertierung zugrunde liegt. Der Anteil von L-Gas-Einkaufsmengen am L-Gas-Absatz gibt unmittelbar an, zu welchem Grad THE zum Beschaffer von L-Gas wird.

Aus Sicht der THE ist ein Anteil des Regelenergieeinkaufsbedarfs für L-Gas am L-Gas-Absatz von 20 % hinnehmbar und systemverträglich. Das bei diesem Anteil ermittelte Entgelt liegt bei **0,50 EUR/MWh**.

Indikator 4 wird bei der Bildung des Konvertierungsentgelts mit 30 % gewichtet.

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 **0,453 EUR/MWh**. Da die Obergrenze die Höhe des Konvertierungsentgelts auf 0,45 EUR/MWh begrenzt, legt THE 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	0,48 EUR/MWh	30 %
Indikator 2	0,42 EUR/MWh	10 %
Indikator 3	0,39 EUR/MWh	30 %
Indikator 4	0,50 EUR/MWh	30 %

Tabelle 1: Ermittlung des Konvertierungsentgelts

4. Mengenprognosen

Für das neue deutschlandweite Marktgebiet der THE wurde ein neues Prognosemodell entwickelt. Durch die neue Berechnungslogik und die Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Entwicklung der Mengen und Preise im neuen Marktgebiet kam es bei der Berechnung zu einer Verschiebung zwischen den Prognosen der erwarteten Kosten und Erlöse auf der einen Seite und dem Liquiditätspuffer auf der anderen Seite. Dieser neue Ansatz hatte zur Folge, dass sich Risiken aus dem Liquiditätspuffer direkt in die Kosten- und Erlösprognose verlagert haben.

Die einzelnen Komponenten des Konvertierungssystems hängen zwar miteinander zusammen, werden von THE im Rahmen des neuen Prognosemodells jedoch unabhängig voneinander prognostiziert, um die benötigte Risikoabschätzung im Modell zu gewährleisten. Daher ist zu beachten, dass die Prognosen der einzelnen Mengen untereinander nicht zwingend ein gaswirtschaftlich stringentes Verhältnis haben.

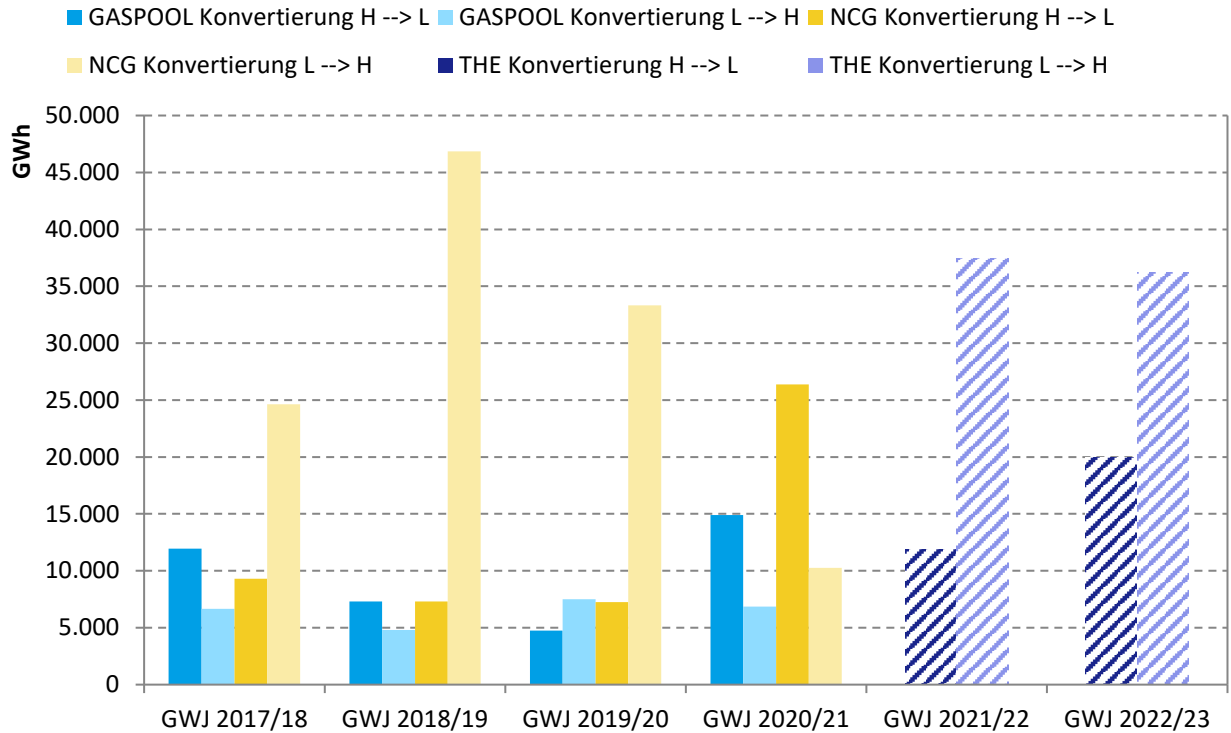
4.1. Prognose der Bilanziellen Konvertierung und Ist-Konvertierung

Die bilanziellen Konvertierungsmengen sowie die Ist-Konvertierungsmengen (Bilanzielle Netzweite Konvertierung) für die jeweiligen Altmarktgebiete und das Marktgebiet THE werden in Abbildung 10 dargestellt. Bis zum Gaswirtschaftsjahr 2020/21 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet; die Darstellung des laufenden Gaswirtschaftsjahres sowie der Prognose für das kommende Gaswirtschaftsjahr erfolgt für das gemeinsame Marktgebiet THE. Dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas. Prognosen sind schraffiert dargestellt.

Bis zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (30. September 2022) wird auf Basis einer Hochrechnung bezogen auf das ganze Gaswirtschaftsjahr für das Marktgebiet THE mit einer bilanziellen Konvertierung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 11,9 TWh und von L-Gas nach H-Gas von 37,4 TWh gerechnet. Für das nächste Gaswirtschaftsjahr wird auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen bei einem Konvertierungsentgelt i. H. v. 0,45 EUR/MWh eine bilanzielle Konvertierung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 20,0 TWh und von L-Gas nach H-Gas von 36,2 TWh erwartet.

Die erwartete bilanzielle netzweite Konvertierung von H-Gas nach L-Gas bezogen auf das ganze Gaswirtschaftsjahr für das Marktgebiet THE wird bis zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (30. September 2022) auf 11,9 TWh berechnet und von L-Gas nach H-Gas werden 34,8 TWh erwartet. Für das nächste Gaswirtschaftsjahr wird auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen bei einem Konvertierungsentgelt i. H. v. 0,45 EUR/MWh eine bilanzielle netzweite Konvertierung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 23,4 TWh und von L-Gas nach H-Gas von 29,2 TWh erwartet.

Bilanzielle Konvertierung



Bilanzielle netzweite Konvertierung

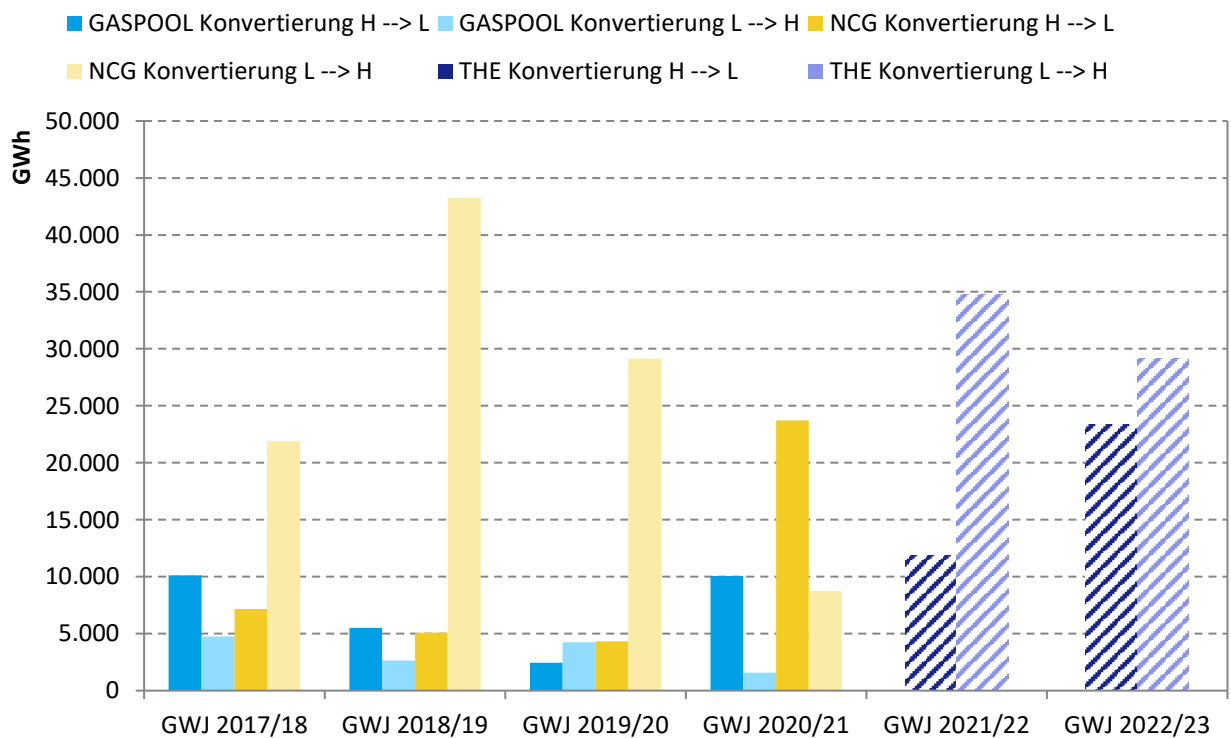


Abbildung 10: Bilanzielle Konvertierungsmengen

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-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. Bei Vergleich der Prozentzahlen ist zu beachten, dass der Absatz im H-Gas-Netzgebiet den im L-Gas, u. a. bedingt durch Transitmengen, deutlich übersteigt.

Bis zum Ende der aktuellen Konvertierungsperiode (30. September 2022) wird auf Basis einer Hochrechnung bezogen auf das ganze Gaswirtschaftsjahr für das Marktgebiet THE mit einer Hochrechnung bezogen auf das ganze Gaswirtschaftsjahr für das Marktgebiet THE mit einer Marktverschiebung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 5,8 % und von L-Gas nach H-Gas von 2,1 % gerechnet. Für das nächste Gaswirtschaftsjahr wird auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen bei einem Konvertierungsentgelt i. H. v. 0,45 EUR/MWh eine Marktverschiebung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 19,4 % erwartet. Für die Richtung von L-Gas nach H-Gas wird mit einer Marktverschiebung i. H. v. 4,4 % gerechnet. Die Marktverschiebung der vergangenen vier Gaswirtschaftsjahre (vollfarbig) sowie die Prognose (schraffiert) der Marktverschiebung für das laufende und kommende Gaswirtschaftsjahr werden in Abbildung 11 dargestellt.

Marktverschiebung

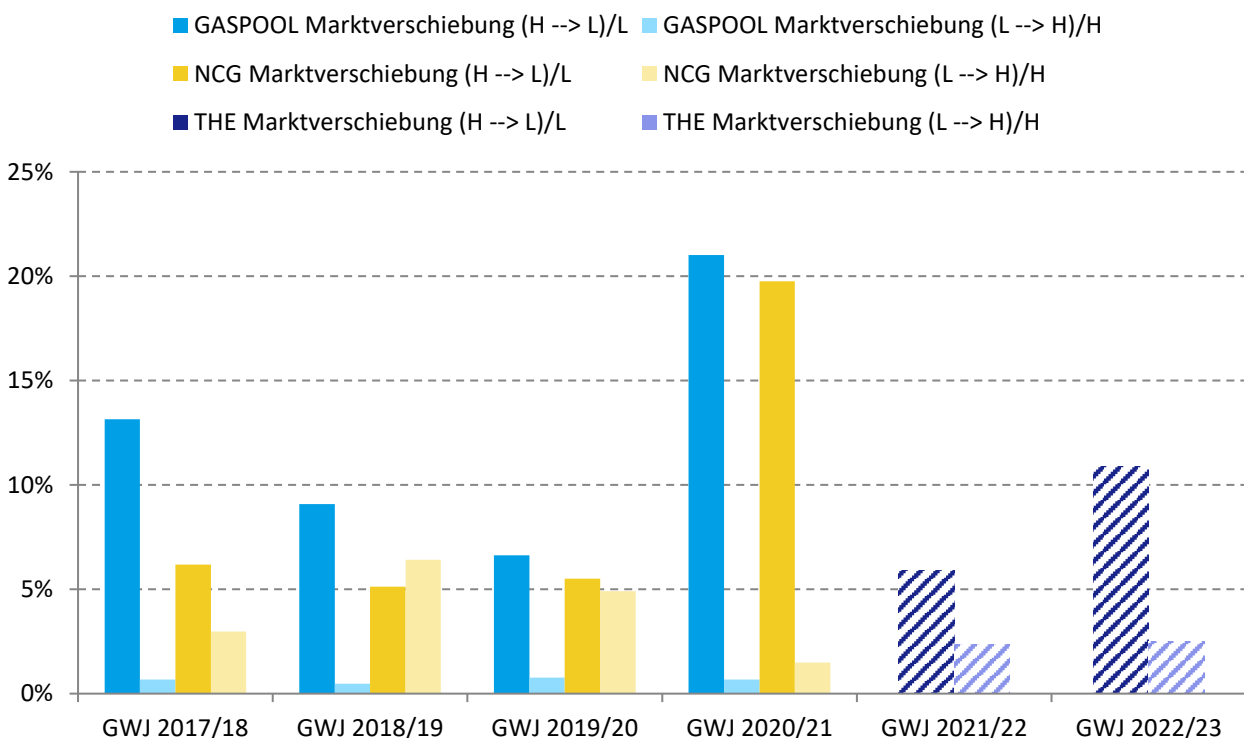


Abbildung 11: Marktverschiebung

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 THE 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 Markts. 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.

4.2.1. Netzentgeltseitig berücksichtigte Anlagen

Im Marktgebiet der THE verfügen die Gasunie Deutschland Transport Services GmbH (Gasunie), die Open Grid Europe GmbH (OGE) und die Thyssengas GmbH (TG) über technische Konvertierungsanlagen in ihren gasqualitätsübergreifenden Netzen. Die Nowega GmbH verfügt darüber hinaus über eine Konditionierungsanlage (in der Richtung von H-Gas nach L-Gas) in Verbindung zur GASCADE Gastransport GmbH.

OGE kann über eine Gasmischanlage am Standort Werne sowohl L-Gas in das H-Gas-System als auch H-Gas in das L-Gas-System zumischen. Darüber hinaus verfügt OGE über eine Gasmischanlage am Standort Scheidt, die L-Gas in das H-Gas-System mischen kann. TG verfügt über eine Luftbeimischungsanlage in Broichweiden. Bei dieser Anlage wird dem H-Gas Luft zugemischt, um L-Gas zu erhalten. Die Gasunie verfügt über Beimischpotentiale im eigenen Netz (sowohl in der Richtung von H-Gas nach L-Gas als auch in der Gegenrichtung).

Limitierend auf das technische Konvertierungsvermögen von H-Gas nach L-Gas wirkt sich die erhöhte technische Konvertierung im niederländischen Ferngasleitungssystem von H-Gas nach L-Gas mittels Stickstoffbeimischung, als Substitution für die Mengen aus der beendeten, bzw. stark reduzierten Förderung im Groningenfeld, aus. Dies hat eine Erhöhung des Wobbe-Indexes des aus den Niederlanden transportierten L-Gases zur Folge, welche dazu führt, dass das L-Gas bereits einen recht hohen Brennwert hat. Die umgekehrte Richtung von L-Gas nach H-Gas ist hiervon nicht betroffen.

Abbildung 12 stellt die dem Konvertierungssystem zugeordneten technischen Konvertierungsmengen der vergangenen Gaswirtschaftsjahre sowie eine Prognose der technischen Konvertierungsmengen für

Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt

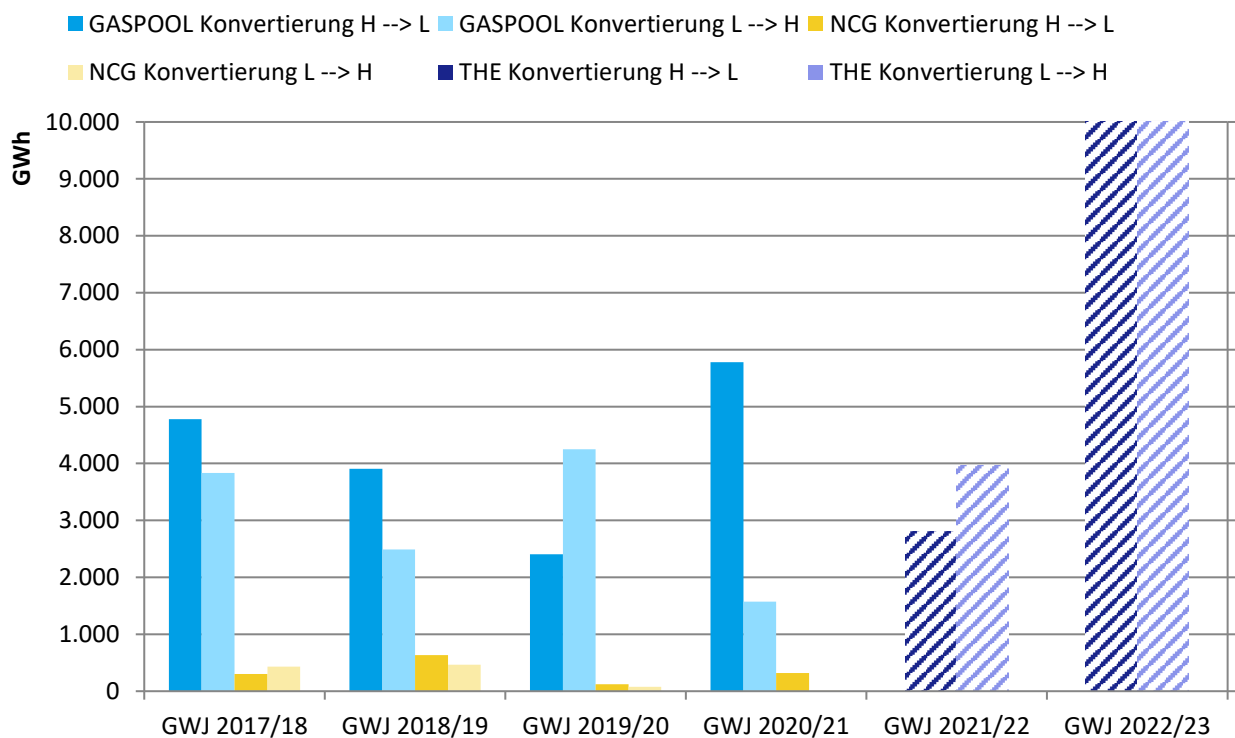


Abbildung 12: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig berücksichtigt

das laufende und anstehende Gaswirtschaftsjahr dar. Bis zum Gaswirtschaftsjahr 2020/21 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet; die Darstellung des laufenden Gaswirtschaftsjahres sowie der Prognose für das kommende Gaswirtschaftsjahr erfolgt für das gemeinsame Marktgebiet THE. Dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas. 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.

4.2.2. Netzentgeltseitig nicht berücksichtigte Anlagen

Im ehemaligen GASPOOL-Marktgebiet wird seit Januar 2018 für die Durchführung von Konvertierungsmaßnahmen auch auf eine technische Konvertierungsanlage im Netz der Nowega GmbH zurückgegriffen, welche netzentgeltseitig nicht vollständig berücksichtigt ist. Mittels einer Zumischung von Stickstoff zum H-Gas produziert diese technische Konvertierungsanlage L-Gas. Im Marktgebiet THE bestehen darüber hinaus keine Vereinbarungen mit Dritten über die Nutzung von technischen Konvertierungsanlagen, die nicht bereits über die Netzentgelte abgedeckt sind. THE prüft weiterhin, ob und inwieweit zusätzliche

technische Konvertierungskapazitäten von Dritten verfügbar wären und zu welchen vertraglichen Bedingungen diese durch THE genutzt werden könnten.

Aufgrund der aktuellen Netzsituation geht THE weder im laufenden noch im kommenden Gaswirtschaftsjahr von einer relevanten kostenpflichtigen Nutzung der Anlage, bzw. weiterer zukünftig nutzbarer Anlagen aus.

Abbildung 13 stellt die technischen Konvertierungsmengen, deren Kosten nicht bereits netzentgeltseitig berücksichtigt sind, der vergangenen Gaswirtschaftsjahre sowie eine Prognose der technischen Konvertierungsmengen für das laufende und anstehende Gaswirtschaftsjahr dar. Bis zum Gaswirtschaftsjahr 2020/21 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet; die Darstellung des laufenden Gaswirtschaftsjahres sowie der Prognose für das kommende Gaswirtschaftsjahr erfolgt für das gemeinsame Marktgebiet THE (wird jedoch wie oben ausgeführt zu Null prognostiziert). Aufgrund der bisherigen technischen Gegebenheiten entstanden nur der Richtung von H-Gas nach L-Gas Mengen.

4.2.3. Transportkonvertierung

In der Festlegung Konni Gas wird als netzentgeltseitig nicht berücksichtigte technische Konvertierung beispielhaft der (unter)tägige Export von H-Gas in die Niederlande und der zeit- sowie mengengleiche Import von L-Gas aus den Niederlanden durch die Marktgebietsverantwortlichen unter dem Begriff „Transportkonvertierung“ aufgeführt. Dieses Verfahren entspricht nicht einer technischen Konvertierung

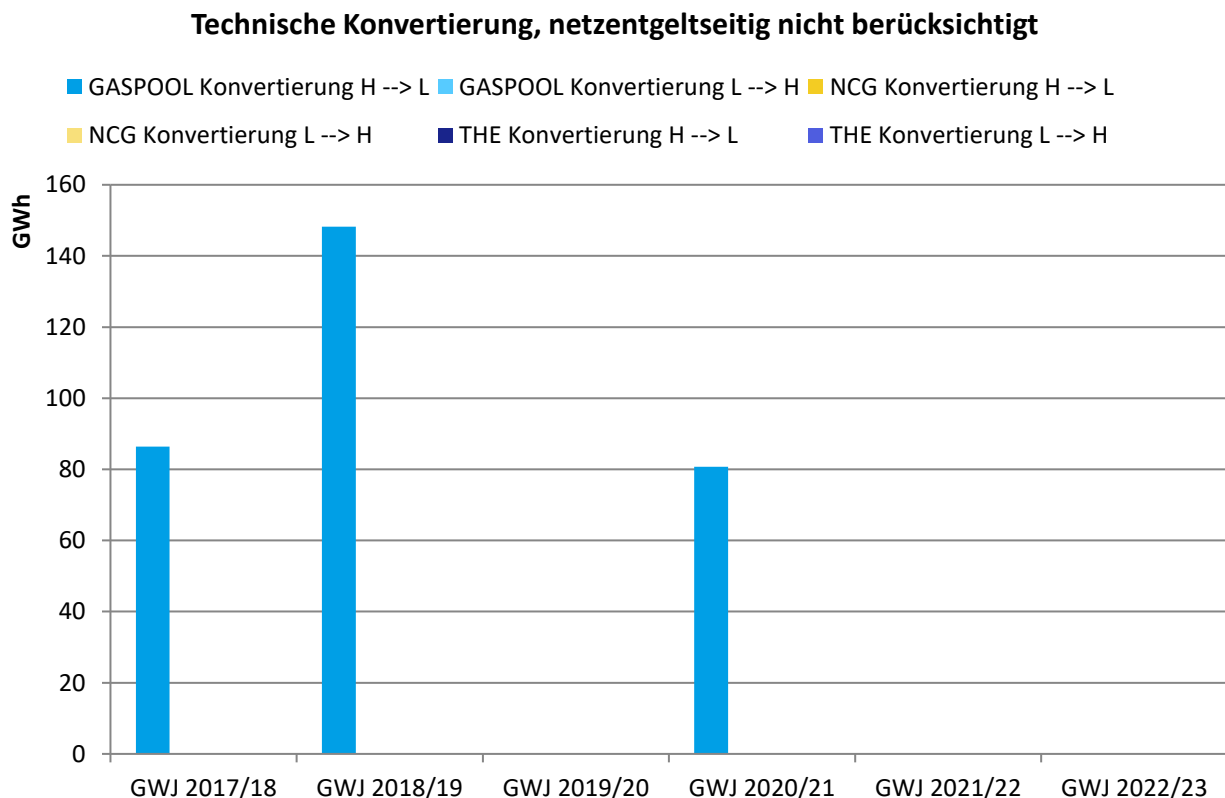


Abbildung 13: Technische Konvertierung, netzentgeltseitig nicht berücksichtigt

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 eines deutschen Marktgebietes 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 Abrufs 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 2018 eingesetzt und nimmt bislang nur einen sehr geringen Anteil der Gesamtkonvertierung ein.

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.

Im Marktgebiet THE wird für das laufende Gaswirtschaftsjahr eine Transportkonvertierung in der Richtung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 156 GWh erwartet; in der Gegenrichtung eine Transportkonvertierung von 22 GWh. Für die Konvertierungsperiode vom 1. Oktober 2022 bis zum 30. September 2023 prognostiziert THE eine Transportkonvertierung in der Richtung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 92 GWh; in Richtung von L-Gas nach H-Gas wird eine Menge von 11 GWh erwartet.

Abbildung 14 stellt die Transportkonvertierung der vergangenen Gaswirtschaftsjahre sowie eine Prognose der Transportkonvertierung für das laufende und anstehende Gaswirtschaftsjahr dar. Bis zum Gaswirtschaftsjahr 2020/21 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet; die Darstellung des laufenden Gaswirtschaftsjahres sowie der Prognose für das kommende Gaswirtschaftsjahr erfolgt für das gemeinsame Marktgebiet THE. Dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas. Prognosen sind schraffiert dargestellt.

Transportkonvertierung

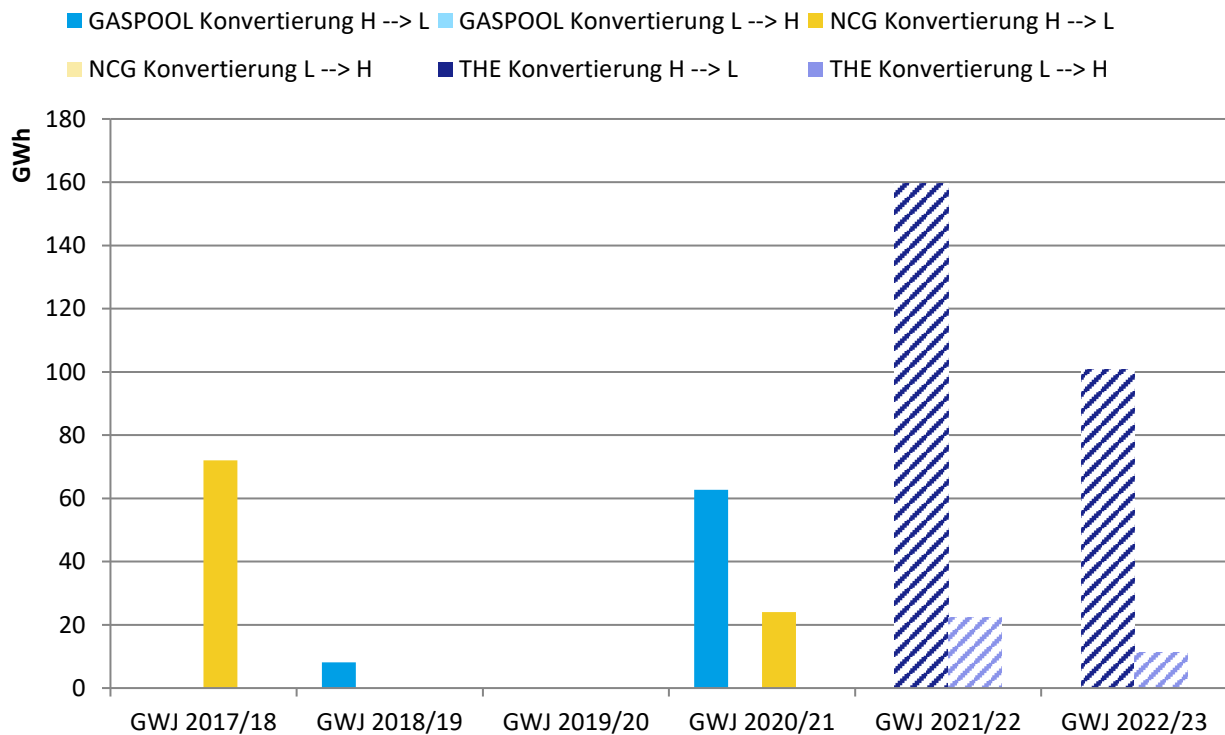


Abbildung 14: Transportkonvertierung

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. Daher wird für die Prognose ein Ansatz gewählt, der in der Vergangenheit beobachtete kommerzielle Konvertierungsmengen und die regulatorischen Gegebenheiten (wie z.B. im Vergleich zur Obergrenze des Konvertierungsentgelts sehr hohe Kapazitätskosten insb. in den Wintermonaten) berücksichtigt.

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 Marktteilnehmer 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.

Die erwartete kommerzielle Konvertierung für das Marktgebiet THE wird bis zum Ende des aktuellen Gaswirtschaftsjahres (30. September 2022) in beiden Richtungen auf je 1,4 TWh berechnet. Für das nächste

Gaswirtschaftsjahr wird auf Basis von Vergangenheitsdaten und Prognosen bei einem Konvertierungsentsgelt i. H. v. 0,45 EUR/MWh eine kommerzielle Konvertierung von H-Gas nach L-Gas i. H. v. 16,8 TWh und von L-Gas nach H-Gas von 1,6 TWh erwartet.

Abbildung 15 stellt die Entwicklung der kommerziellen Konvertierungsmengen in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren sowie eine Prognose für die laufende und kommende Konvertierungsperiode dar. Bis zum Gaswirtschaftsjahr 2020/21 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet; die Darstellung des laufenden Gaswirtschaftsjahres sowie der Prognose für das kommende Gaswirtschaftsjahr erfolgt für das gemeinsame Marktgebiet THE. Dunkle Farben stellen die Mengen in der Richtung von H-Gas nach L-Gas dar; helle Farben entsprechend die Gegenrichtung von L-Gas nach H-Gas. Prognosen sind schraffiert dargestellt.

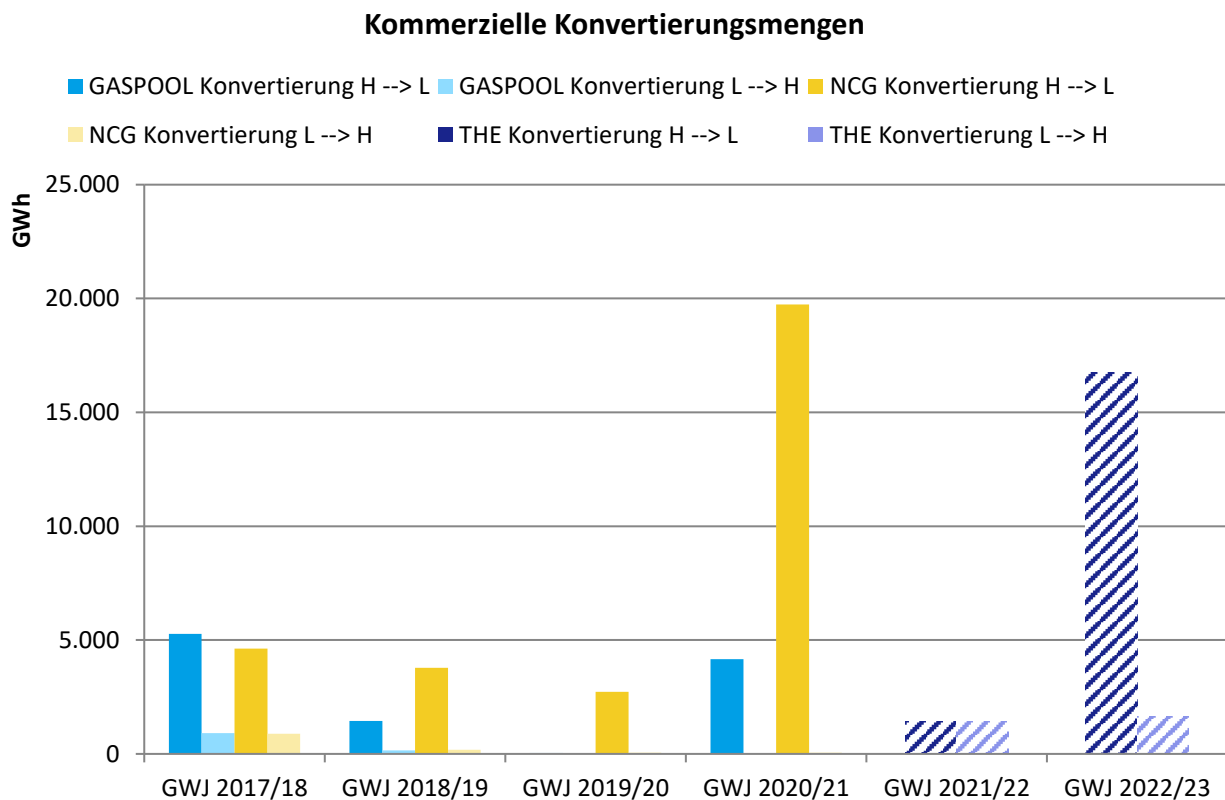


Abbildung 15: Kommerzielle Konvertierungsmengen

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 Einsparungsaufforderung des BMWK geht THE davon aus, dass es insgesamt zu einer Mengenreduktion von 15% auf die zuvor linear fortgeschriebenen Mengen kommt. Da die Entry-Mengen der Altmarktgebiete transitbedingte Entries an den Marktgebietsübergangspunkten enthalten, die bei der Zusammenlegung der Marktgebiete entfallen sind, fallen die Mengen für das deutschlandweite Marktgebiet THE um die zwischen den Altmarktgebieten GASPOOL und NCG transportierten Mengen geringer aus als die Summe aus beiden Altmarktgebieten.

Die physischen Einspeisemengen in den vergangenen Gaswirtschaftsjahren sowie eine Prognose für die laufende und kommende Konvertierungsperiode sind in Abbildung 16 dargestellt. Betrachtet wurden hierfür die Zeitreihentypen „Entryso“, „Entry Biogas“ und „Entry Wasserstoff“. Bis zum Gaswirtschaftsjahr 2020/21 erfolgt die Darstellung je Altmarktgebiet; die Darstellung des laufenden Gaswirtschaftsjahres sowie der Prognose für das kommende Gaswirtschaftsjahr erfolgt für das gemeinsame Marktgebiet THE. Prognosen sind schraffiert dargestellt.

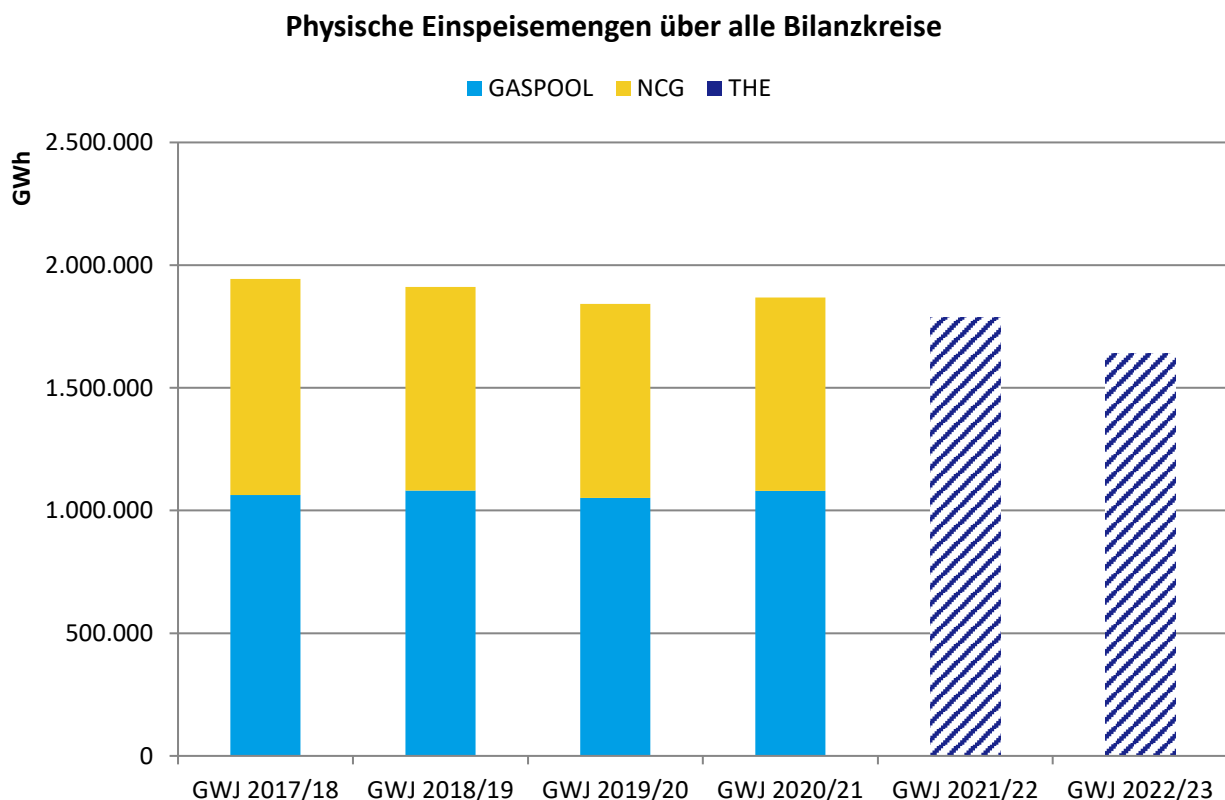


Abbildung 16: Physische Einspeisemengen

5. Ermittlung des Liquiditätspuffers

Durch die Anpassung der Festlegung Konni Gas vom 21. Dezember 2016 ist es dem 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.

Die dem Konvertierungssystem tatsächlich entstehenden Kosten schwanken bei annähernd gleichen im Modell abgebildeten Rahmenbedingungen stark. So lagen die Gesamtkosten über beide Altmarktgebiete aus kommerzieller Konvertierung je nach Gaswirtschaftsjahr zwischen 5 Mio. EUR (GWJ 2019/20) und 50 Mio. EUR (GWJ 2017/18 und 2020/21) Hinzu kommen Perioden, in denen innerhalb eines kurzen Zeitraums sehr hohe Kosten für den Kauf von L-Gas entstanden sind (beispielsweise fast 100 Mio. EUR innerhalb einer Woche im Februar 2021). Auch wenn diese nur anteilig dem Konvertierungssystem zuzurechnen sind, entstehen, insbesondere aufgrund der gestiegenen Regelenergiepreise, hohe Marginanforderungen bei der Börse, die entsprechend der Verteilung GaBi/Konni berücksichtigt werden müssen.

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 insbesondere Unsicherheiten in der Mengen- und Preisentwicklung ab. Darüber hinaus entsteht durch die Beendigung der Förderung von L-Gas in den Niederlanden aus dem Produktionsfeld in Groningen ein besonderes Preisrisiko, welches durch die gestiegenen Beschaffungspreise noch verschärft wurde. Die Preise für die Beschaffung von L-Gas liegen gerade im Winter weit über den Preisen für die Beschaffung von H-Gas. Zudem könnte sich durch die hohen Marktpreise der Spread zwischen Einkauf und Verkauf erhöhen. Um dennoch die Versorgungssicherheit im Bereich L-Gas darstellen zu können, wird das mögliche Risiko im aktuellen Liquiditätspuffer berücksichtigt.

Der jeweilige Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer kann Tabelle 2 entnommen werden.

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

Zum Ende der kommenden Konvertierungsperiode strebt THE einen **Liquiditätspuffer in Höhe von 354,1 Mio. EUR** an.

Risiko	Erläuterung	Einfluss ² auf Liquiditätspuffer
Mengenrisiko	Unsicherheiten, insb. Aufgrund Witterung, Verhalten der Marktteilnehmer, Reduktion der Importmengen aus Russland	Hoch
Preisrisiko	Unsicherheiten, z.B. durch Gasmangellage, Verhalten der Marktteilnehmer, Reduktion der Importmengen aus Russland	Hoch
Weitere Modellrisiken	Portfolioeffekte, MMMA, BKA	Mittel
Marginerhöhung	Marginganforderung aufgrund erhöhtem RE-Bedarf/RE-Kosten	Hoch
Sonstige Risiken	Rechtsstreitigkeiten, Zahlungsverzüge	Gering

Tabelle 2: Einfluss der einzelnen Risiken auf den Liquiditätspuffer

² Die Bewertung der Einzelrisiken ergibt sich aus der Relation des jeweiligen Einzelrisikos zum Liquiditätspuffers des Konvertierungssystems

6. Berechnungsschritte zur Festlegung der Konvertierungsumlage

6.1. Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge

Konvertierungsrichtung	Prognose Ist-Konvertierungsmenge
H -> L	23.368 Mio. kWh
L -> H	29.184 Mio. kWh

Tabelle 3: Prognose der erwarteten Ist-Konvertierungsmenge je Konvertierungsrichtung

6.2. Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen

Konvertierungsrichtung	geplanter Einsatz der technischen Konvertierungsanlagen, die netzentgeltseitig berücksichtigt sind	geplanter Einsatz der technischen Konvertierungsanlagen, die netzentgeltseitig nicht berücksichtigt sind
H -> L	6.605 Mio. kWh	0 kWh
L -> H	5.119 Mio. kWh	0 kWh

Tabelle 4: Ermittlung des geplanten Einsatzes der technischen Konvertierungsanlagen

6.3. Prognose des Einsatzes kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen

Konvertierungsrichtung	Prognose kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
H -> L	16.755 Mio. kWh
L -> H	1.649 Mio. kWh

Tabelle 5: 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 Mio. EUR
Erlöse aus Konvertierungsmaßnahmen	3.863,4 Mio. EUR
Konvertierungskosten resultierend aus Regelenergieeinkäufen bzw. Transportkonvertierungskosten	4.309,6 Mio. EUR
Konvertierungskosten resultierend aus anteiligen Langfristkosten	15,3 Mio. EUR
Gesamt	461,4 Mio. EUR

Tabelle 6: Berechnung der Konvertierungskosten

6.5. Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge

Konvertierungsrichtung	Prognose bilanzielle Konvertierungsmengen
H -> L	19.994 Mio. kWh
L -> H	36.233 Mio. kWh

Tabelle 7: Prognose der bilanziellen Konvertierungsmenge

6.6. Ermittlung der prognostizierten Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt

Konvertierungsrichtung	Prognose Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt
H -> L	19.994 Mio. kWh x 0,045 ct/kWh = 9,0 Mio. EUR

Tabelle 8: Prognostizierte Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt

6.7. Ermittlung des Liquiditätspuffers

Benötigte Höhe des Liquiditätspuffers zum 30.9.2023
354 Mio. EUR

Tabelle 9: Höhe des Liquiditätspuffers

6.8. Prognose der Summe der physischen Einspeisemengen über alle Bilanzkreise

Prognostizierte physische Einspeisemenge im H-Gas und L-Gas
1.639.551 Mio. kWh

Tabelle 10: Prognostizierte physische Einspeisemenge

6.9. Ermittlung der durch die Konvertierungsumlage zu deckenden prognostizierten Konvertierungskosten unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers

Kosten-/Erlösposition	Prognose kommerzieller Konvertierungsmaßnahmen
Prognose Umlagekonto zum 30.09.2022	189 Mio. EUR
Prognostizierte Konvertierungskosten	461 Mio. EUR
Benötigter Liquiditätspuffer	354 Mio. EUR
Prognostizierte Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt	9 Mio. EUR
Durch Umlage zu deckende Kosten	618 Mio. EUR

Tabelle 11: Durch Konvertierungsumlage zu deckende prognostizierte Konvertierungskosten

6.10. Berechnung der Höhe der Konvertierungsumlage

Benötigte Höhe der Konvertierungsumlage

618 Mio. EUR / 1.639.551 Mio. kWh = 0,038 ct/kWh

Tabelle 12: 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. -264 Mio. EUR erwartet. In Bezug auf den angestrebten Kontostand unter Berücksichtigung des Liquiditätspuffers von 354 Mio. EUR entsteht ein Fehlbetrag von 618 Mio. EUR.

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.

Bei einer prognostizierten physischen Einspeisemenge im H-Gas und L-Gas von 1.639.551 Mio. kWh und einem prognostizierten Kontostand inkl. benötigtem Liquiditätspuffer von -618 Mio. EUR, wird die Konvertierungsumlage zu **0,38 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 2023) ein Liquiditätspuffer in Höhe von 354 Mio. EUR angestrebt. Die Prognosen der Kosten und Erlöse aus dem Konvertierungssystem lassen für das Ende der kommenden Konvertierungsperiode eine Unterdeckung des Konvertierungskontos 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 2022 keine Ausschüttung aus dem Konvertierungskonto erfolgen.

Trading Hub Europe GmbH

Kaiserswerther Straße 115

40880 Ratingen

info@tradinghub.eu

T +49 (0) 2102 597 96 - 0

F +49 (0) 2102 597 96 - 418

www.tradinghub.eu