

GASPOOL . Anna-Louisa-Karsch-Str. 2 . 10178 Berlin

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas,  
Telekommunikation, Post und Eisenbahnen  
Beschlusskammer 7  
Herrn Christian Mielke  
Tulpenfeld 4  
53113 Bonn

Ansprechpartner:  
Jörg Ehmke

E-Mail:  
joerg.ehmke@gaspool.de

Telefon:/ - Fax:  
+4930 364 289 -600/ -222

Datum:  
26.01.2016

**Anzeige zur Anpassung des Absenkungsfaktors für das Konvertierungsentgelt ab dem 1.10.2016 nach § 5 Ziffer 2 Satz 3 Standardvertrag Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten (Az.: BK7-11-002)**

Sehr geehrter Herr Mielke,

nach § 5 Ziffer 2 Satz 3 Standardvertrag Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten (Az.: BK7-11-002) kann der Marktgebietsverantwortliche von den grundsätzlichen Absenkungsfaktoren für das Konvertierungsentgelt abweichen. Hiermit zeigt die GASPOOL Balancing Services GmbH an, dass sie den ab 1.10.2016 anzuwendenden Absenkungsfaktor von 25 % auf die letzte Obergrenze des Konvertierungsentgeltes für die Konvertierungsrichtung H- zu L-Gas auf 0% anpasst. Demzufolge gilt ab dem 1.10.2016 für das Konvertierungsentgelt H- zu L-Gas weiterhin die Obergrenze von 0,441 €/MWh bis zum 31.03.2017. Die Gründe hierfür werden in der Anlage dargelegt.

Mit freundlichen Grüßen

Jörg Ehmke  
Geschäftsführer

John Usemann  
Leiter Marktgebiets- & Abrechnungsmanagement

GASPOOL Balancing Services GmbH

Anlage

**Anzeige zur Anpassung des Absenkungsfaktors für das  
Konvertierungsentgelt ab dem 1.10.2016 nach § 5 Ziffer 2  
Satz 3 Standardvertrag Festlegung zur Einführung eines  
Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden  
Gasmarktgebieten (Az.: BK7-11-002)**

---

26.01.2016

**GASPOOL Balancing Services GmbH  
Anna-Louisa-Karsch-Str. 2  
10178 Berlin**

Hiermit zeigt die GASPOOL Balancing Services GmbH an, dass sie den ab 1.10.2016 anzuwendenden Absenkungsfaktor von 25 % auf die letzte Obergrenze des Konvertierungsentgeltes für die Konvertierungsrichtung H- zu L-Gas auf 0 % anpasst. Demzufolge gilt ab dem 1.10.2016 für das Konvertierungsentgelt H- zu L-Gas weiterhin die Obergrenze von 0,441 €/MWh bis zum 31.03.2017. Nachfolgend werden die Gründe hierfür dargelegt.

## **1. Grundsätzliche Änderungen im Marktumfeld für L-Gas**

Gegenüber der Situation 2011/12 bei Konsultation und Erlass der Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten haben sich bis heute gravierende Veränderungen auf dem L-Gas Markt ergeben.

## **2. L-Gas Markt in Deutschland**

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. Das L-Gas stammt ausschließlich aus Aufkommen der deutschen und der niederländischen Produktion.

Die übrigen in Deutschland verfügbaren Aufkommen (Gas aus Dänemark, Norwegen/ Nordsee, Russland bzw. von LNG-Terminals) liefern hochkalorisches Erdgas (H-Gas).

Die beiden unterschiedlichen Gruppen der Erdgasbeschaffenheit müssen aus technischen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. So können Kunden nur dann mit der anderen Gasqualität versorgt werden, wenn es vorher zu einer Anpassung der Verbrauchsgeräte gekommen ist.



Abbildung 1: L-Gas Transportnetz (Quelle: NEP 2015 der FNB)

Die 2011 gebildeten qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffengrenzen durch die Netzbetreiber beachtet werden.

### 3. L-Gas Leistungsbilanz für Deutschland

Im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans (NEP) durch die Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) wird regelmäßig auch die deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz aufgestellt und veröffentlicht. Diese Bilanz zeigt u.a., wie hoch der erwartete Leistungsbedarf zur Versorgung aller L-Gas Verbraucher ist und aus welchen Quellen er gedeckt werden kann.

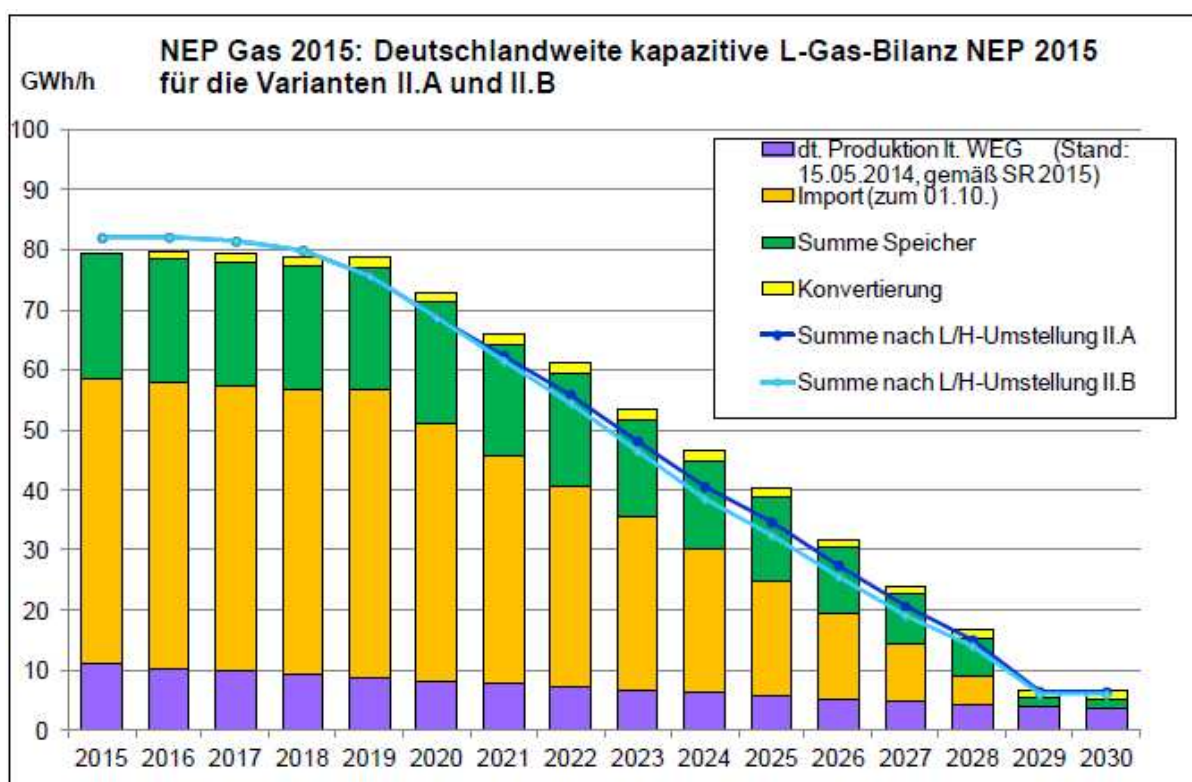


Abbildung 2: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz für die Modellierungsvarianten II.A und II.B (Quelle: NEP 2015 der FNB)

Gemäß dieser Planung wird der deutsche Leistungsbedarf im L-Gas zu ca. 60% aus L-Gas Importverträgen gedeckt. Dieses L-Gas wird ausschließlich aus den Niederlanden importiert. Die restliche erforderliche Leistung muss aus Speichern (ca. 25%) sowie der deutschen Erdgasproduktion bereitgestellt werden. Damit diese Leistung aus den deutschen L-Gas Speichern auch zur Verfügung steht, ist im Bedarfsfall ein Füllstand von mindestens 50% erforderlich. Die technischen Konvertierungskapazitäten sind bezogen auf die

deutschlandweite kapazitive L-Gas Leistungsbilanz gering und spielen daher nur eine untergeordnete Rolle.

Die kapazitive L-Gas Leistungsbilanz zeigt auch, dass der prognostizierte Leistungsbedarf deutscher L-Gas Verbraucher bereits heute nur knapp gedeckt werden kann. Selbst ab ca. 2020, wenn die in 2015 angelaufene Marktraumumstellung von L- auf H-Gas ihre Plateauphase erreicht hat und der Bedarf an L-Gas somit sukzessive deutlich reduziert wird, kann nicht von einer deutlichen Entspannung ausgegangen werden, da auch hier die Bilanz gerade so ausgeglichen sein wird. Aufgrund des hohen logistischen Aufwandes und der (noch) begrenzten Umstellungskapazitäten ist eine signifikante Beschleunigung der Marktraumumstellung in Deutschland derzeit nicht realistisch.

#### 4. Rückgang der deutschen Erdgasproduktion

Prognosen des Wirtschaftsverbandes Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V. (WEG) zeigen einen rückläufigen Trend der deutschen Erdgasproduktion. Ein Vergleich der Prognosen zeigt, dass die deutsche Produktion tatsächlich noch stärker zurückgeht als 2011 im Rahmen der damaligen WEG-Prognose angenommen.

Jahr	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)		Gebiet Weser-Ems	
	Mrd. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /h	Mrd. m <sup>3</sup>	Mio. m <sup>3</sup> /h
2011	5,1	0,66	6,4	0,78
2012	5,0	0,65	5,8	0,71
2013	4,8	0,62	5,4	0,66
2014	5,0	0,64	5,1	0,62
2015	4,9	0,63	4,9	0,60
2016	4,4	0,57	4,7	0,57
2017	3,9	0,50	4,4	0,54
2018	3,6	0,46	4,0	0,49

Abbildung 3: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung<sup>1</sup> (Quelle: WEG-Prognose 2011 aus Szenariorahmen 2012 der FNB)

Jahr	Deutschland insgesamt		Davon in den Hauptfördergebieten					
	Produktion Mrd. m³	Kapazität Mio. m³/h	Gebiet Elbe-Weser (ohne Altmark)			Gebiet Weser-Ems (ohne Ostfriesland)		
			Produktion Mrd. m³	Kapazität gemäß Planung Mio. m³/h	Kapazität mit Sicherheits- abschlag Mio. m³/h	Produktion Mrd. m³	Kapazität gemäß Planung Mio. m³/h	Kapazität mit Sicherheits- abschlag Mio. m³/h
2015	8,52	1,10	3,94	0,50	0,48	4,30	0,55	0,53
2016	7,95	1,03	3,79	0,49	0,46	3,90	0,50	0,48
2017	7,63	0,99	3,46	0,45	0,43	3,88	0,50	0,48
2018	7,35	0,94	3,20	0,42	0,39	3,71	0,48	0,45
2019	7,00	0,90	3,00	0,39	0,37	3,60	0,46	0,44
2020	6,58	0,85	2,76	0,36	0,34	3,47	0,45	0,42
2021	6,08	0,78	2,54	0,33	0,31	3,24	0,42	0,39
2022	5,42	0,69	2,31	0,30	0,28	2,87	0,37	0,34
2023	4,78	0,62	2,10	0,27	0,25	2,55	0,33	0,30
2024	4,26	0,55	1,85	0,24	0,22	2,30	0,30	0,27
2025	3,84	0,49	1,64	0,21	0,19	2,10	0,27	0,24
2026	3,51	0,45	1,53	0,20	0,18	1,90	0,24	0,22

Abbildung 4: Vorausschau Produktion und Kapazitäten der Erdgasförderung<sup>1</sup> (Quelle: WEG-Prognose 2015 aus Szenariorahmen 2016 der FNB)

Die Prognose der regionalen Erdgasförderung bis zum Jahr 2016 beruht dabei auf der Vorausschau des WEG für die beiden wichtigsten Förderregionen (Elbe-Weser ohne „Altmark“ und Weser-Ems ohne „Ostfriesland“) sowie Deutschland gesamt. Die Angaben zur Produktion und zur Kapazität gemäß Planung beruhen auf den Angaben der Produzenten.

Da die geplante Kapazität in den letzten Jahren regelmäßig nicht erreicht wurde, werden im Rahmen der Erstellung des deutschlandweiten Netzentwicklungsplanes mittlerweile die vom WEG selbst um einen 10%igen Sicherheitsabschlag korrigierten Werte herangezogen.

## 5. Rückgang der niederländischen Erdgasproduktion

In den Niederlanden ist es seit 2013 zu einem in den Jahren 2011/2012 noch nicht absehbaren, massiven Produktionsrückgang aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen von ca. 53,8 bcm/a (in 2013) auf aktuell nur noch ca. 28,2 bcm/a (2015) gekommen. Das Erdgasfeld im Raum Groningen gilt als das zehntgrößte Erdgasfeld der Welt und wies in den 70er Jahren bereits Fördermengen > 75 bcm/a auf.

Seit 2011 werden in der Region Groningen vermehrt Erdbeben registriert, deren Ursache in der Erdgasproduktion vermutet wird. Als Reaktion auf den beobachteten Anstieg der Erdbeben wurden Anfang 2014 zusätzliche Restriktionen für die Förderung aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen erlassen. Im Dezember 2014 entschied das niederländische

Wirtschaftsministerium aufgrund aktueller Erdbeben, die jährliche Produktion im Kalenderjahr 2015 sowie Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 auf 39,4 bcm/a zu reduzieren. Auf Basis weiterer durchgeführter Untersuchungen durch den Produzenten Nederlandse Aardolie Maatschappij BV („NAM“) und die niederländischen Bergaufsichtsbehörde Staatstoezicht op de Mijnen („SodM“), aber auch vor dem Hintergrund der weiter anhaltenden Erdbeben und dem daraus erwachsenden öffentlichen Druck, wurde diese Vorgabe durch das Ministerium im Juni 2015 auf 30 bzw. 33 bcm/a für das Kalenderjahr 2015 bzw. das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 weiter reduziert. Dieser Planungsstand findet sich auch im Netzentwicklungsplan (NOP) des niederländischen Netzbetreibers GTS wieder:

FIGURE 4.1 OUTLOOK FOR GRONINGEN FIELD PRODUCTION



Abbildung 5: Vorausschau Produktionsmengen des Groningen Felds (Quelle: NOP - Network Development Plan 2015, GTS)

In einer Entscheidung des „Raad van State“ (RvS) am 18.11.2015 wurde diese ministerielle Entscheidung zur Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen teilweise aufgehoben und durch eine eigene Vorgabe des Gerichts für das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 i.H.v. 27 bcm ersetzt. Gemäß Urteil ist eine Erhöhung der Produktion auf bis zu 33 bcm zulässig, sofern die Durchschnittstemperatur 2015/2016 geringer ist, als die Durchschnittstemperatur 2012 und unter der Bedingung, dass mindestens 15 bcm L-Gas durch technische Konvertierungsanlagen der GTS bereitgestellt werden. Dies entspricht einer mittleren Auslastung von ca. 75% der bereits heute existierenden technischen Konvertierungsanlagen der GTS.

Aus dem Urteil wird auch deutlich, dass sich die Niederlande ihrer bestehenden Lieferverpflichtungen und der daraus erwachsenden Verpflichtung für die Versorgungssicherheit der heutigen L-Gas Gebiete auch außerhalb der Niederlande bewusst



ist. Gleichzeitig ist aber das Bestreben erkennbar, die Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen auf das absolut notwendige Maß zu reduzieren, indem beispielsweise nicht ein kaltes Jahr, sondern ein durchschnittliches Jahr als Referenz definiert wird (33 bcm/a → 27 bcm/a) und gleichzeitig eine hohe Beschäftigung der bereits bestehenden technischen Konvertierungsanlagen angestrebt wird. Der niederländische Netzbetreiber GTS plant darüber hinaus einen weiteren signifikanten Ausbau seiner technischen Konvertierungsanlagen (zusätzlich 7 bcm/a L-Gas) bis 2020. Auch dies ist ein Beleg für das Bestreben, die Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen noch weiter zu reduzieren.

Am 18.12.2015 entschied das niederländische Wirtschaftsministerium, dass die Vorgaben des RvS für das Gaswirtschaftsjahr 2015/2016 bindend sind und kündigte gleichzeitig an, neue Vorgaben im 3. Quartal 2016 für das Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 treffen zu wollen. In Vorbereitung dieser Entscheidung werden derzeit zahlreiche Studien erarbeitet bzw. aktualisiert.

Nach Aussage des niederländischen Wirtschaftsministeriums im Januar 2016 zeigen die bisher durchgeführten Studien einen Zusammenhang zwischen der Anzahl und Magnitude der Erdbeben und der Erdgasproduktion aus dem Feld im Raum Groningen. Eine Verlängerung oder Ausweitung bestehender langfristiger Lieferverträge oder gar den Abschluss neuer langfristiger Lieferverträge wird es daher voraussichtlich nicht mehr geben.

## **6. Zusage aus den Niederlanden schafft keine Planungssicherheit**

In den Niederlanden findet derzeit unter Berücksichtigung aller bekannten Rahmenbedingungen und auch unter Berücksichtigung der Interessen angrenzender Länder eine intensive Diskussion über die zukünftige Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen statt.

Eine Zusage aus den Niederlanden, dass langfristige Lieferverträge erfüllt werden, schafft für den deutschen L-Gas Markt vor diesem Hintergrund aber keine verbindliche Planungssicherheit. Das Ziel, die Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen weiter zu reduzieren, kann nicht nur durch den Bau und Betrieb weiterer technischer Konvertierungsanlagen, sondern unter Einhaltung dieser Zusage auch durch die Reduzierung bestehender Lieferverpflichtungen in kommerziellen Übereinkünften zwischen dem niederländischen Gashändler Gasterra und den deutschen Importeuren erreicht werden.

Aus Sicht der FNB muss auch für die Zukunft von einem weiteren Rückgang der Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen ausgegangen werden, entweder durch Substitution aus zusätzlichen technischen Konvertierungsanlagen der GTS oder aber auf Basis auslaufender oder aber reduzierter bestehender Lieferverpflichtungen. Da die Erweiterung und der Betrieb technischer Konvertierungsanlagen hohe Kosten verursacht, existiert eine wirtschaftliche Motivation zur Reduzierung bestehender Lieferverpflichtungen auf der niederländischen Seite. Die Ausbauplanung der GTS für die technischen Konvertierungsanlagen bildet nur das geplante Auslaufen heute bestehender Lieferverträge und hiermit im Gleichlauf zurückgehende Produktion ab. Eine ad-hoc-Reduzierung bestehender langfristiger Lieferverpflichtungen, etwa durch Vertragsaufhebung, in Kombination mit einer entsprechenden Reduzierung der Erdgasproduktion kann hierdurch nicht aufgefangen werden.

Die FNB sehen daher die Gefahr, dass eine derartige Reduzierung von Lieferverpflichtungen vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer entsprechenden Reduzierung der Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen führen könnte. Diese dann nicht mehr produzierten Gasmengen wären für die Versorgung von L-Gas Endverbrauchern unabhängig vom Preis – auch als Regelenergie physisch nicht mehr verfügbar. Die Versorgungssicherheit wäre vor dem Hintergrund der bereits knappen L-Gas Leistungsbilanz gefährdet.

Zwischenfazit:

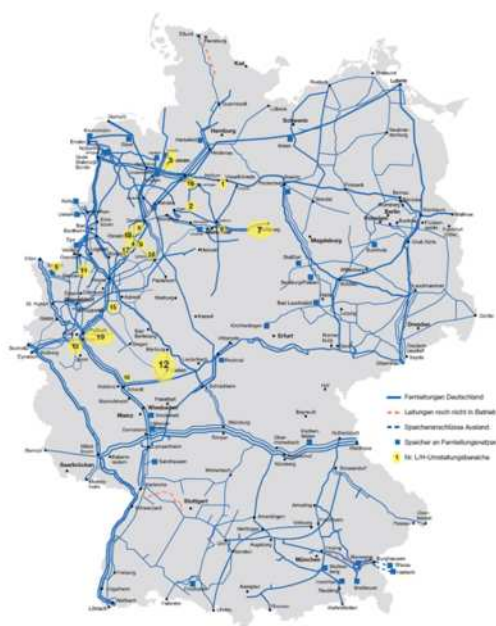
Weder die FNB und die MGV noch das BMWi oder die BNetzA haben Kenntnis über Menge und Laufzeit langfristiger Importverträge. Selbst wenn derartige Verträge heute (noch) bestehen, können sie im gegenseitigen Einvernehmen schnell beendet werden. Ohne Konvertierungsentgelt wäre dies für die heutigen Importeure risikolos möglich und ökonomisch sinnvoll, da sie den Bedarf in ihren Bilanzkreisen alternativ mit tendenziell kostengünstigerem H-Gas<sup>1</sup> decken können. Die ausreichende physische Verfügbarkeit von L-Gas Mengen ist volkswirtschaftlich und versorgungssicherheitsseitig aber essentiell, da L-Gas Verbraucher kurzfristig nicht alternativ mit H-Gas versorgt werden können.

---

<sup>1</sup> Ergebnis eines Vergleichs der Preise am GASPOOL HUB und TTF

## 7. Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas

Ein erstes Pilotprojekt der anstehenden Marktraumumstellung wurde bereits in 2015 durchgeführt. In 2016 wird der Bereich Walsrode / Fallingbostal umgestellt, bevor dann ab 2017 erste größere Markträume umgestellt werden. Der aktuelle Planungsstand zur anstehenden Marktraumumstellung wird von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern regelmäßig im Netzentwicklungsplan veröffentlicht. Hiernach ergibt sich für den Zeitraum 2015-2020 folgendes detailliertes Bild:



Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungszeitpunkte NEP 2015
1	Schneeverdingen	WAL-02	GUD	2015
1	Walsrode/ Fallingbostal	WAL-04	GUD	2016
1	Walsrode/ Fallingbostal	WAL-03	GUD	2016
3	Achim	ACH-02	GUD	2017
2	Avecon I	AV1-01	GUD	2017
2	Nienburg	NIE-01	GUD	2017
2	Neustadt/ Avecon II	AV2-01	GUD	2017
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-02	GUD	2017
4	Teutoburger Wald 1	TW1-01	OGE	2017
5	Huthum	HUT-01	TG	2017
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-03	GUD	2018
6	GBW I/ GBW II	GBW-01	GUD	2018
6	Peine	PEI-01	GUD	2018
6	GBW I/ GBW II	GBW-02	GUD	2018
8	Teutoburger Wald 2	TW2-01	OGE	2018
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-04	GUD	2019
7	Avecon - Wolfsburg	AV3-02	GUD	2019
7	Avecon - Wolfsburg	AV3-03	GUD	2019
9	Teutoburger Wald 3	TW3-01	OGE	2019
10	Osnaabrück	OSN-01	OGE	2019
10	Teutoburger Wald 4	TW4-01	OGE	2019
11	Marl	MAR-01	OGE	2019
12	Frankfurt	FRA-02	OGE	2019
13	Bonn	BON-02	OGE	2019
14	Teutoburger Wald 6	TW6-02	OGE	2019
15	Eilveringsen	ELV-01	OGE	2019
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-05	GUD	2020
7	Avecon - Wolfsburg	AV3-04	GUD	2020
16	Verdun	VER-01	GUD	2020
12	Frankfurt	FRA-03	OGE	2020
13	Bonn	BON-03	OGE	2020
17	Teutoburger Wald 5	TW5-01	OGE	2020
18	Limburg	LIM-02	OGE	2020
19	Aggertalleitung *	AGG-01	OGE	2020
19	Aggertalleitung	AGG-01	TG	2020

Abbildung 6: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche (Quelle NEP 2015 der FNB)

Auch für den Zeitraum nach 2020 haben die Fernleitungsnetzbetreiber die konkrete Planung für die Umstellung erstellt und im NEP 2015 veröffentlicht. Demnach wird es in 2030 einen verbleibenden produktionsnahen L-Gas-Markt von nur noch etwa 7 GW geben.

Grundsätzlich sieht die Planung vor, dass der Umfang der jährlichen Umstellung bis ca. 2020 gleichmäßig ansteigt und dann seine „Plateauphase“ erreicht. Im Jahr 2017 ist eine Umstellung von ca. 100.000 Geräten und somit eine Leistung von ca. 1.800 MWh/h geplant. Im Zeitraum 2020-2030 erfolgt dann jährlich eine Reduktion des Marktes um etwa 6-7 GW bzw. eine Umstellung von ca. 350.000-450.000 Geräten pro Jahr:

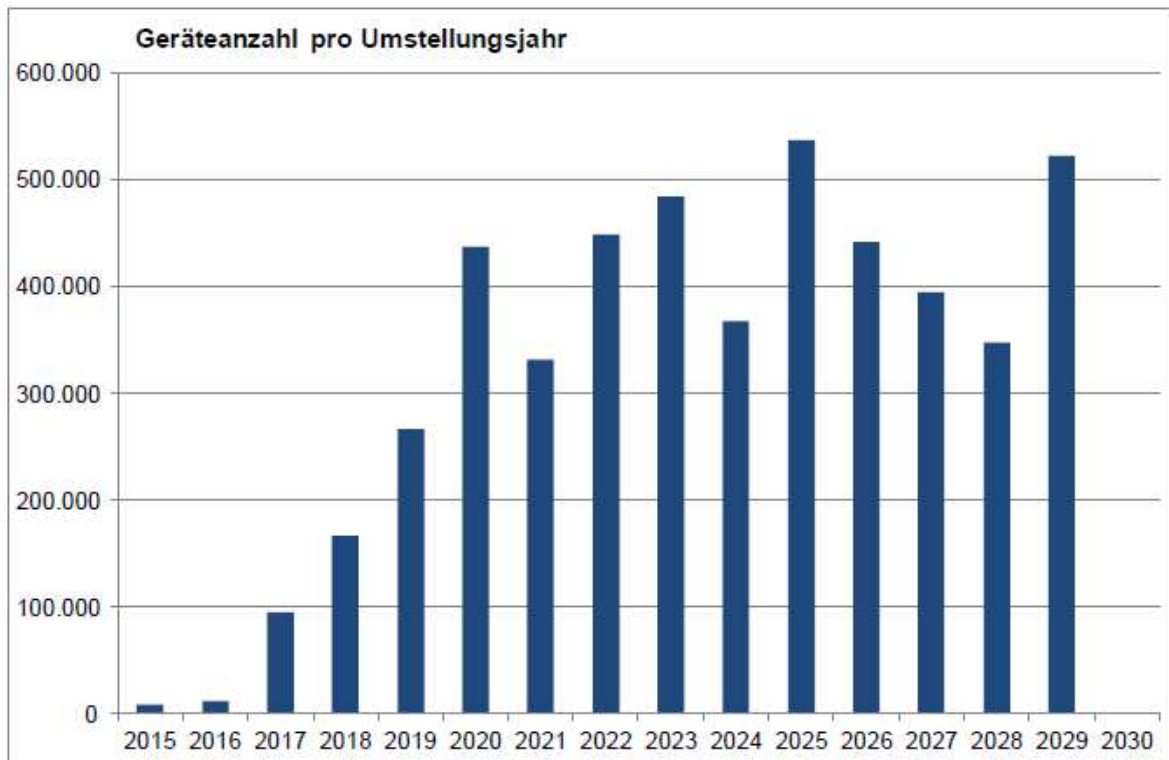


Abbildung 7: Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte pro Jahr der bis 2030 benannten Umstellungsgebiete (Quelle NEP 2015 der FNB)

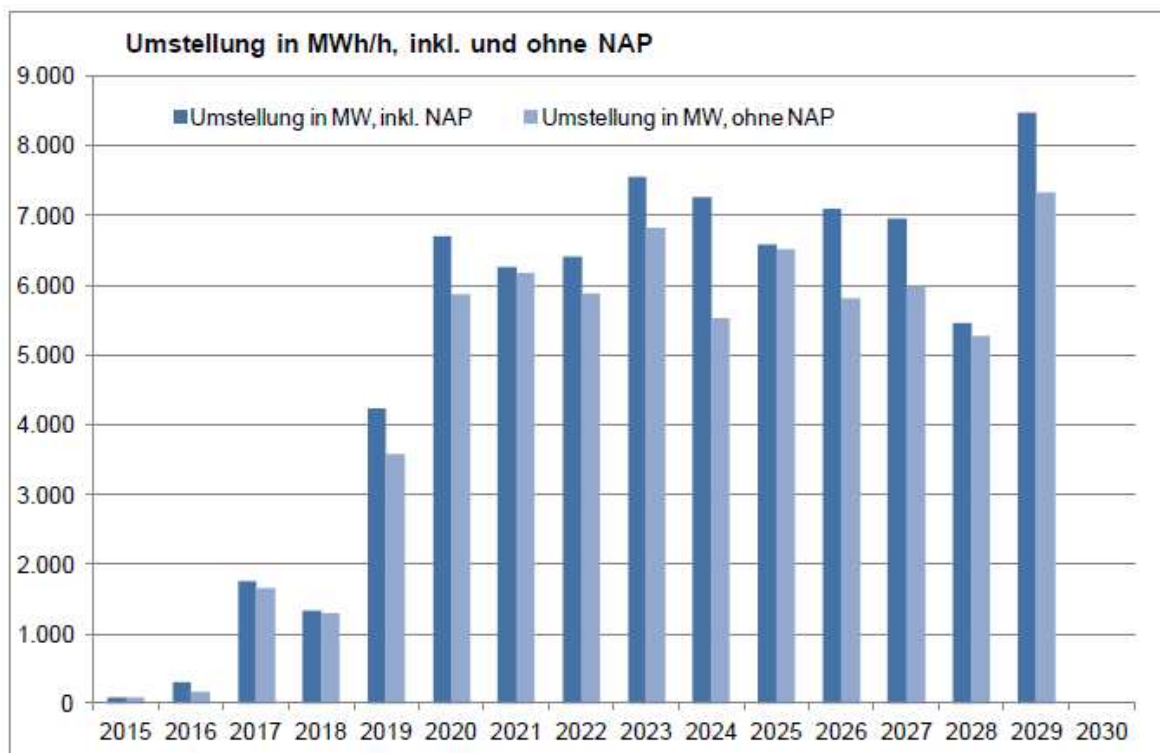


Abbildung 8: Umzustellende Leistung mit und ohne NAP auf Basis des Leistungsbedarfs im Jahr 2015 (Quelle NEP 2015 der FNB)

Bis zum Erreichen dieser Plateauphase in 2020 sind die notwendigen Ressourcen bei den erforderlichen Dienstleistern aufzubauen. Dies betrifft sowohl die Anzahl entsprechend zertifizierter Unternehmen wie aber auch die Anzahl entsprechend ausgebildeter Monteure innerhalb dieser Unternehmen. Für die Umstellung größerer zusammenhängender Großräume, wie bspw. Bremen ab 2017, Bonn ab 2019 oder Frankfurt ab 2019 sind erhebliche Planungsarbeiten und Abstimmungen vor Durchführung der komplexen Umstellungen erforderlich. Aufgrund dieses hohen logistischen Aufwandes und der (noch) begrenzten Umstellungskapazitäten ist eine signifikante Beschleunigung der Marktraumumstellung in Deutschland derzeit nicht realistisch.

## **8. Technische Konvertierung von H-Gas zu L-Gas in Deutschland**

Eine weitere Möglichkeit der Kompensation rückläufiger L-Gas-Aufkommen und Importe ist der Einsatz von technischen Konvertierungsanlagen. Hierbei wird mittels Beimischung von Stickstoff oder Luft in einen H-Gas-Strom L-Gas gemäß DVGW Arbeitsblatt G 260 hergestellt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Rahmen des NEP 2015 für ihre spezielle Netzsituation eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt. Für spezielle Netzbereiche kommt die Konvertierung als temporäre Maßnahme in Frage:

- Im Rahmen einer Analyse wurde für das Nowega-Netz die Möglichkeit der technischen Konvertierung von H-Gas zur Aufspeisung im L-Gas-Netz zur ausschließlichen Spitzenlastdeckung betrachtet. Als Basis für die wirtschaftliche Bewertung dieser Überlegungen wurde eine durch die Marktgebietsverantwortlichen beauftragte Studie zum Festlegungsbeschluss BK7-11-002 („Konni Gas“) bzw. das dort beschriebene vom Lehrstuhl für Gasversorgungssysteme der Technischen Universität Clausthal entwickelte Modell herangezogen. Für die Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde eine auf dieser Studie aufbauende wirtschaftliche Betrachtung von technischer Konvertierung gegenüber der Marktraumumstellung durchgeführt. Zu beachten ist hier insbesondere auch der vor dem Hintergrund des planerischen verbleibenden L-Gas-Marktes vorteilhafte Standort der Konvertierungsanlage und die somit zugrunde gelegte Nutzungsdauer von ca. 15 Jahren. In diesem Fall wird seitens Nowega eine Konvertierung mit einer Gesamtleistung von max. 1,4 GWh/h mittels Beimischung von vor Ort gelagertem Stickstoff vorgesehen. Die hier gewählte Variante der Konvertierung

mittels Beimischung von Stickstoff berücksichtigt die technischen Anforderungen angeschlossener Netzanschlussnehmer sowie den vorgesehenen Einsatz zur Spitzenlastdeckung und die somit verhältnismäßig geringen Stickstofflagermengen. Im Ergebnis der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ist die technische Konvertierung in diesem Fall gesamtwirtschaftlich vorteilhaft.

- Eine weitere Konvertierungsmöglichkeit steht ab 2019 mit fester Kapazität im Netz der Thyssengas zur Verfügung. Hierbei wird für eine bereits bestehende Mischanlage (H-Gas/ Luft) in Broichweiden der Thyssengas eine feste H-Gas-Kapazität zur Konvertierung eingeplant. Bei Bedarfsspitzen wird dadurch eine gesicherte Einspeisung von 250 MWh/h in ein regionales L-Gas-System möglich, bis auch dieses System auf H-Gas umgestellt wird. Da hier auf bestehende Infrastruktur zurückgegriffen werden kann, sind keine Investitionen für die Konvertierung erforderlich und die Betriebskosten verfahrensbedingt gering.

Nowega und Thyssengas werden Konvertierungsmaßnahmen ab 2016 i.H.v. zunächst 1,4 GWh/h (Nowega) und später bis zu 1,7 GWh/h (Nowega + Thyssengas) berücksichtigen. Die entsprechenden Maßnahmen sind auch in Abschnitt 5.9 des NEP 2015 näher beschrieben.

Das Ergebnis der wirtschaftlichen Berechnungen für das Nowega-Netz trifft keine grundlegende Aussage zur Wirtschaftlichkeit von Konvertierungsanlagen. Diese ist von einer Vielzahl von Faktoren und Einsatzzwecken abhängig und im Einzelfall entsprechend zu prüfen.

Die im NEP 2015 ausgewiesenen technischen Konvertierungskapazitäten i.H.v. 1,7 GWh/h sind bezogen auf die deutschlandweite kapazitive L-Gas Leistungsbilanz gering und spielen daher nur eine untergeordnete Rolle.

Neben der technischen Konvertierung besteht grundsätzlich auch noch die Möglichkeit, das verfügbare L-Gas durch Beimischung gewisser H-Gasmengen zu „strecken“. Da jedoch bereits auf niederländischer Seite große Mengen L-Gas durch Konvertierung von H-Gas produziert werden und aus Kostengründen eine möglichst geringe Beimischung von Stickstoff verfolgt wird, wird aus den Niederlanden regelmäßig L-Gas am oberen Rand des Wobbeindex bereitgestellt.

Eine mögliche, über die aktuelle Konvertierungskapazität hinausgehende Ausweitung technischer Konvertierungskapazitäten durch weitergehende Investitionen erscheint wenig

sinnvoll, da durch die laufende Marktraumumstellung nur eine begrenzte Nutzungsdauer möglich ist.

## 9. Anreize

Es sind wirtschaftliche Anreize erforderlich, damit Händler auch zukünftig L-Gasmengen beschaffen bzw. bestehende Einkaufsverträge nicht reduzieren. Nur der Fortbestand der langfristigen Nachfrage wird dazu führen, dass der Produzent diese L-Gasmengen auch weiterhin bereitstellt.

Durch den Wegfall des Konvertierungsentgeltes bzw. ein nicht ausreichend hohes Konvertierungsentgelt entfällt für die heutigen L-Gas Importeure wie auch alle anderen Bilanzkreisverantwortlichen der wirtschaftliche Anreiz zur beschaffenheitsgerechten Einspeisung von L-Gas in ihre Bilanzkreise, da die alternative Einspeisung von H-Gas (bilanziell) ohne wirtschaftliche Konsequenzen möglich wäre. Dies wird nach Einschätzung der FNB und MGV kurz- bis mittelfristig zu folgenden Entwicklungen führen:

- Für die Bilanzkreisverantwortlichen entfällt der wirtschaftliche Anreiz, eine gasbeschaffenheitsgerechte Absicherung gegen Lieferausfälle durch gasbeschaffenheitsgerechte Mengen- und Leistungsvorhaltung in Speichern zu betreiben. Dies wird nach Einschätzung der FNB dazu führen, dass eine Mengen- und Leistungsvorhaltung für H- und L-Gas Portfolios überwiegend nur noch im H-Gas und H-Gas Speichern erfolgt, während in L-Gas Speichern nur noch eine ungenügende Bevorratung vorgenommen wird. Die für die Leistungsbereitstellung aus den L-Gas Speichern erforderlichen Füllstände würden nicht mehr erreicht und es entstünde ein Leistungsdefizit in der kapazitiven L-Gas-Bilanz. Die Versorgungssicherheit wäre in leistungsstarken Zeiten gefährdet.
- Für die Importeure entfällt die Notwendigkeit, L-Gas einzukaufen. In diesem Fall wird ein immanentes Interesse auf der niederländischen Lieferantenseite zur Reduzierung von Lieferverpflichtungen auf eine Offenheit/Bereitschaft auf der deutschen Käuferseite treffen. Die FNB sehen die große Gefahr, dass im gegenseitigen Einvernehmen die niederländischen Lieferanten kurzfristig aus ihrer Verpflichtung entlassen werden und sich dies negativ auf die Produktion von L-Gas in den Niederlanden auswirkt.

Fazit:

Durch Wegfall des Konvertierungsentgeltes bzw. ein zu niedrig bemessenes Konvertierungsentgelt entfällt der Anreiz, gasbeschaffenheitsgerecht L-Gas in die Bilanzkreise einzuspeisen. Die Steuerungswirkung des Konvertierungsentgeltes geht verloren. Der wirtschaftliche Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen zur gasbeschaffenheitsgerechten Vorsorge und Bevorratung in L-Gas Speichern geht verloren. Die in der kapazitiven L-Gas-Bilanz unterstellten Speicherfüllstände werden nicht mehr erreicht und die notwendige Leistung aus diesen Speichern steht zur Versorgung des deutschen L-Gas Marktes bei Bedarf physisch nicht mehr zur Verfügung. Bei den heutigen L-Gas Importeuren entfällt die Notwendigkeit, an ihren langfristigen Bezugsverträgen festzuhalten. Dies wird zu einer weiteren Reduzierung der Produktion aus dem Erdgasfeld im Raum Groningen führen. Die dann nicht mehr produzierten Gasmengen wären für die Versorgung von L-Gas Endverbrauchern unabhängig vom Preis – auch als Regelenergie – physisch nicht mehr verfügbar, die Versorgungssicherheit wäre vor dem Hintergrund der bereits knappen L-Gas Leistungsbilanz mengenmäßig und kapazitiv gefährdet.

## 10. Marktverzerrungen

Selbst wenn nach Wegfall des Konvertierungsentgeltes die für die Versorgung von L-Gas Verbrauchern erforderlichen L-Gasmengen physisch noch verfügbar wären, würde eine systematisch zu hohe Einspeisung von H-Gas und zu geringe Einspeisung von L-Gas durch die Bilanzkreisverantwortlichen zu erheblichen Marktverzerrungen führen:

- Die „Überbereitstellung“ von H-Gas führt zu Zwangsverkäufen durch den Marktgebietsverantwortlichen (MGV). Die Not der MGV, H-Gas auf dem Regelenergiemarkt zu verkaufen, wäre innerhalb des Marktes bekannt.
- Die komplementäre „Unterdeckung“ beim L-Gas führt zu Zwangskäufen durch den MGV. Auch diese Not der MGV, L-Gas auf dem Regelenergiemarkt zu kaufen, wäre innerhalb des Marktes bekannt.
- Die MGV als nachfragende L-Gas Käufer sind keine „normalen“ Marktteilnehmer, da sie für Anbieter kalkulierbar sind (die MGV MÜSSEN kaufen, koste es was es wolle). Marktpartner der MGV werden aufgrund der zuvor genannten Signale diese Zwangssituation kennen und regelmäßig ihren wirtschaftlichen Vorteil daraus ziehen, verbunden mit einem entsprechenden Missbrauchspotential weniger Marktakteure,



die zum einen Einfluss auf diese Mangelsituation ausüben können und zum anderen den Bedarf wiederum bedienen können.

- Da keine Beschaffungsalternativen bestehen, drohen extreme Preisausschläge auf dem Regelenergiemarkt. Hieraus resultiert insbesondere bei der kurzfristigen Finanzierung ein erhebliches Liquiditätsrisiko für die MGV.

Bereits heute machen hohe L-Gas Regelenergieeinkäufe den MGV NCG gelegentlich zum größten Händler an Handlungspunkten. Diese Entwicklung konterkariert die bisherige Marktentwicklung insbesondere vor dem Hintergrund des Rollenverständnisses in einem entflochtenen Marktumfeld.

In Deutschland ist die langfristige Mengenbeschaffung, Mengenvorhaltung und Speicherbefüllung zur Versorgung von Kunden Aufgabe der Händler bzw. Bilanzkreisverantwortlichen und nicht diejenige der MGV oder FNB.

## **11. Situation im GASPOOL Marktgebiet**

Bisher setzt das Konvertierungsentgelt einen Anreiz für die Bilanzkreisverantwortlichen, in der entsprechenden Gasqualität einzuspeisen, in der sie auch ihre Kunden versorgen. Welche Auswirkung wird nun ein weiteres Absenken des Konvertierungsentgelts auf 0 €/MWh haben? Fällt das Konvertierungsentgelt und der damit verbundene Anreiz in der richtigen Gasqualität einzuspeisen weg, so hängt die Entscheidung der Bilanzkreisverantwortlichen über die Einspeisung der Gasqualität ausschließlich von den Beschaffungspreisen des H- bzw. L-Gases ab. Werden L-Gas-Kunden aufgrund dessen vom Bilanzkreisverantwortlichen mit H-Gas versorgt, muss GASPOOL die notwendigen L-Gas Mengen zur Versorgung der L-Gas Kunden über Regelenergie beschaffen und die überschüssigen H-Gas Mengen als Regelenergie verkaufen. Umgekehrt gilt natürlich das gleiche auch bei einer Versorgung der H-Gas-Kunden durch L-Gas-Einspeisung. Je höher die Differenz zwischen Regelenergieverkaufspreis in der einen und Regelenergieeinkaufspreis in der anderen Gasqualität, desto höher sind die Kosten, die durch den Wegfall des Konvertierungsentgelts entstehen.

Bei jeder Absenkung des Konvertierungsentgeltes prüfen die Bilanzkreisverantwortlichen, ob es dauerhaft wirtschaftlich vorteilhafter ist die andere Gasqualität einzuspeisen. Dieser Effekt wird vermutlich erst mit einer gewissen Verzögerung eintreten. Beispielsweise werden Lieferanten mit H-Gas Portfolien die Belieferung von L-Gas Weiterverteilern anstreben und

Angebote auf Basis von H-Gas Preisen (ohne Konvertierungsentgelt) unterbreiten und somit mit den L-Gas Angeboten konkurrieren. Die Verzögerung kommt zustande, da Weiterverteiler in der Regel 1 bis 1,5 Jahre vor Liefervertragsbeginn neue Verträge abschließen. Die Substitution von L-Gas Lieferverträgen durch H-Gas Lieferverträge wird solange stattfinden, bis die gesunkene L-Gas Nachfrage den L-Gas Preis unter den aufgrund steigender Nachfrage steigenden H-Gas sinken lässt. Eine Verschiebung von 10 – 20 % ist hierbei sicherlich realistisch.

Da der Regelenergieeinkauf im L-Gas bisher immer teurer war, als der Regelenergieverkauf im H-Gas (z.B. durchschnittlicher Preisspread im GWJ 2013/14: 8,76 €/MWh), ist davon auszugehen, dass hier zwangsläufig hohe Kosten entstehen. Diese müssen dann mittels einer Konvertierungsumlage auf die gesamten Einspeisemengen des Marktgebiets umgelegt werden. Das gilt für sowohl für die physischen H-Gas als auch für physischen L-Gas-Einspeisemengen. Demzufolge müssen auch Bilanzkreisverantwortliche, die nur in H-Gas Kunden versorgen, die Kosten des Konvertierungssystems tragen.

### **Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit**

Wie bereits im Evaluierungsbericht des Gaswirtschaftsjahres 2013/14 der GASPOOL Balancing Services GmbH für das Marktgebiet GASPOOL gemäß Tenor 3 lit. a) Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten („Evaluierungsbericht 2013/2014“) aufgezeigt, steigt der Trend zur Konvertierung. Im Vergleich zum Gesamtpotential erscheint die Konvertierungsmenge mit ca. 1% noch relativ gering, allerdings zeichnet sich trotz eines relativen hohen Konvertierungsentgeltes in Höhe 0,88 €/MWh und milden Tagestemperaturen im gesamten Gaswirtschaftsjahr 2014/2015 ein verstärkter Trend insbesondere zur H-L Konvertierung ab, wie sich aus den Ergebnissen der bilanziellen Konvertierung und der physikalischen Konvertierung ablesen lässt.

Wie im Evaluierungsbericht 2013/14 angesprochen, hat GASPOOL zwischenzeitlich weitere Untersuchungen durchgeführt. In diesen Untersuchungen zeichnet sich ebenfalls der Trend ab, dass bei fallendem Konvertierungsentgelt mit einer Erhöhung der Konvertierungsmengen und mit einer Erhöhung der Konvertierungskosten zu rechnen ist. Ein vergleichbarer Zusammenhang ist dabei auch anhand von Daten des Marktgebietes NetConnect Germany (NCG) erkennbar. Hinsichtlich der Versorgungssicherheit bestehen ebenfalls klare Indizien, die eine Verschlechterung selbiger nahe legen. Auch hier lässt sich eine Verschärfung

kritischer Netzsituationen durch das Konvertierungssystem auf Basis historischer Daten statistisch nachweisen.

Die Auswirkung der Absenkung des Konvertierungsentgeltes unter 0,441€/MWh im GASPOOL Marktgebiet ist aufgrund fehlender Erfahrungen aktuell noch nicht belegbar. Allerdings zeigt die bereits zum 01.10.2015 durchgeführte Absenkung von 0,88 €/MWh auf 0,441€/MWh einen Anstieg der bilanziellen Konvertierungsmengen im Vergleich zum Vorjahr. Der weitere Trend wird im 1. Quartal 2016 zu beobachten sein. Darüber hinaus bietet sich ein Vergleich mit der Entwicklung im Marktgebiet der Net Connect Germany an.

Bei einem Konvertierungsentgelt von 0,4 €/MWh im Marktgebiet der NetConnect Germany bis 31.03.2015 lag das Konvertierungsverhalten auf niedrigem Niveau. Mit der Absenkung auf 0,3 €/MWh sind die Konvertierungsmengen stark gestiegen und NetConnect Germany muss deutlich mehr L-Gas Regelenergie einkaufen und H-Gas Regelenergie verkaufen. Die Regelenergieeinkaufsmengen im L-Gas liegen seit diesem Zeitpunkt weit über den Mengen in den Vorjahreszeiträumen.

Wenn man nun die möglichen Auswirkungen im GASPOOL Marktgebiet abschätzen möchte, muss geprüft werden, ob GASPOOL den Rückgang der L-Gas Einspeisung durch die Bilanzkreisverantwortlichen und die damit verbundene zu erbringende Konvertierungsleistung durch Regelenergie auch ausgleichen kann.

Folgende Annahmen zur Abschätzung:

- Die höchste Unterspeisung im L-Gas der letzten Gaswirtschaftsjahre betrug 88,5 GWh (07.02.2012).
- Konvertierungsentgelt beträgt 0 €/MWh.
- Der H-L-Gas Preisspread setzt einen Anreiz zur Einspeisung von H-Gas anstatt L-Gas.
- Die bilanzielle Konvertierung hat einen verstärkenden Effekt auf die Unterspeisung im L-Gas. Im Rahmen der durch GASPOOL durchgeführten Untersuchungen wurde festgestellt, dass es zu einer Verdoppelung der Unterspeisung kommt, wenn etwa 10 % des L-Gas Absatzes über die Konvertierung zur Verfügung gestellt werden müssten.

Für die daraus resultierende Unterspeisung in Höhe von ca. 180 GWh kann eine Gefährdung der Versorgungssicherheit nicht mehr ausgeschlossen werden.

## Kommerzielle Auswirkungen

Neben der Betrachtung der Versorgungssicherheit müssen auch die Auswirkungen auf die Kostenseite betrachtet werden. Auch hier sollte man sich zunächst die Auswirkungen der Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0,3 €/MWh im Marktgebiet NetConnect Germany anschauen. Die entstandenen kommerziellen Konvertierungskosten sind seit März 2015 stark angestiegen.

So entstanden in 8 Monaten über 26 Mio. € an Konvertierungskosten. Da wie vorab beschrieben, die Bilanzkreisverantwortlichen teilweise nur mit Verzögerung auf die Absenkung reagieren können, da langfristige Lieferverträge erst mit einer gewissen Vorlaufzeit umgestellt werden können, ist zu erwarten, dass die Auswirkungen selbst bei einer Aufrechterhaltung eines Konvertierungsentgeltes von 0,3 €/MWh stetig zunehmen. Eine weitere Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0 €/MWh wird eine noch stärkere Dynamik in den Markt bringen und es ist davon auszugehen, dass einerseits die Kosten und andererseits die über Regelernergie auszugleichenden Mengen stark steigen.

Um die Auswirkungen einer Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf 0 €/MWh im GASPOOL Marktgebiet abschätzen zu können, soll beispielhaft das im Folgenden beschriebene Szenario dienen. Folgende Annahmen werden zu Grunde gelegt:

- angenommene L-Gas-Ausspeisungen in der Winterperiode von ca. 65.000 GWh,
- Preisspread zwischen Regelernergieeinkauf im L-Gas und Regelernergieverkauf im H-Gas von ca. 10 €/MWh,
- Unterversorgung durch die Bilanzkreisverantwortlichen im L-Gas zwischen 20 und 30% (Substitution durch H-Gas Einspeisung),
- daraus entstehende Konvertierungskosten in Höhe von ca. 165.000.000 €
- physische Entry-Mengen (H- und L-Gas) von ca. 450.000 GWh.

Unter diesen Annahmen würde sich für alle im Marktgebiet tätigen Bilanzkreisverantwortlichen eine Konvertierungsumlage auf die Entry-Mengen zwischen 0,289 und 0,433 €/MWh ergeben.

Durch den verlorenen Anreiz der qualitätsspezifischen Einspeisung durch den Bilanzkreisverantwortlichen würden die Konvertierungskosten um das ca. 200-fache steigen. Des Weiteren werden die Kosten der Konvertierung nicht mehr verursachungsgerecht

getragen, sondern auf alle Marktteilnehmer umgelegt. Die Bilanzkreisverantwortlichen, die in beiden Gasqualitäten tätig sind, müssen für die Folgen ihres Handelns also nicht mehr selbst einstehen, da das Risiko auf das gesamte Marktgebiet umgelegt wird. Somit kommt es zu einem Moral-Hazard-Problem<sup>2</sup>.

## **Lösungsansätze**

Wesentliche Faktoren, die die Höhe der durch den Marktgebietsverantwortlichen einzusetzenden Konvertierungsleistung beeinflussen und somit direkten Einfluss auf die Systemintegrität und die Konvertierungskosten haben, sind die im Marktgebiet zur Verfügung stehenden technischen Konvertierungsanlagen und die Marktraumumstellung. Eine Verlängerung des Konvertierungsentgeltes um sechs Monate hat faktisch die Wirkung wie eine Verlängerung um ein Jahr, da insbesondere die einzusetzende Regelenergie im Winter anfällt und die auszuschließende Engpasssituation im Winter anfallen würde. Demzufolge muss betrachtet werden, welche Veränderung im Marktgebiet in diesem Jahr anfällt.

Darüber hinaus ist zu überlegen, ob ein Konvertierungsentgelt nicht über den durch eine Verlängerung von sechs Monaten erzielbaren Zeitraum hinaus erhoben werden sollte.

Technische Konvertierungsleistung:

Im Netzgebiet der Nowega wird eine technische Konvertierungsanlage mit 1.400 MWh/h Leistung in Betrieb genommen.

Im Netzgebiet der Gasunie gibt es die Möglichkeit, mittels Überspeisung von H- nach L-Gas maximal 100.000 m<sup>3</sup>/h und von L- nach H-Gas 50.000 m<sup>3</sup>/h zu konvertieren. Die jeweils tatsächlich zu realisierenden Konvertierungspotentiale sind abhängig von diversen Parametern wie anstehender Qualität, Volumenstrom und Druckrandbedingungen, so dass die genannten Potentiale nur auf „Können und Vermögen“-Basis zur Verfügung gestellt werden können.

Die technische Konvertierungsanlage der Nowega ist aktuell nicht im Regelenergiemanagement der GASPOOL eingebunden und kann somit nicht aktiv durch GASPOOL zur Minimierung des Regelenergiebedarfes eingesetzt werden. Erst wenn diese Einbindung bzw. die hiermit vor allem verbundene Klärung der Kostentragung der

---

<sup>2</sup> Wenn bestimmte Akteure die Konsequenzen ihres Handelns nicht selbst tragen müssen, besteht das Risiko, dass sie sich fahrlässig verhalten.

Betriebskosten bzw. des Stickstoffes erfolgt ist, könnte GASPOOL die technische Konvertierungsanlage der Nowega mitnutzen bzw. deren Einsatz initiieren.

Marktraumumstellung:

Im Jahr 2017 wird im Rahmen der Marktraumumstellung eine Leistung von 1.800 MWh/h auf H-Gas umgestellt.

Maßnahme	Leistung	Tagesmenge
Technische Konvertierung Nowega	1,4 GWh/h	33,6 GWh
Technische Konvertierung Gasunie	1,1 GWh/h*	26,4 GWh
Marktraumumstellung 2017	1,8 GWh/h	43,2 GWh
<b>Summe</b>	<b>4,3 GWh/h</b>	<b>103,2 GWh</b>

**Tabelle 1: Geplante technische Konvertierungsanlagen und Marktraumumstellung (\*nur nach Können und Vermögen in Abhängigkeit von Flussrandbedingungen)**

In Summe werden somit ab dem 1.10.2017 in Spitzenlastzeiten zwischen ca. 75 GWh und 100 GWh weniger L-Gas Mengen bereitgestellt werden müssen, um die Verbraucher im L-Gas zu versorgen. Diesem steht allerdings auch eine verringerte Verfügbarkeit von L-Gas auf Grund des Rückgangs der deutschen Produktion gegenüber.

Aufgrund der oben skizzierten möglichen Auswirkungen auf die Kosten für das Konvertierungssystem und die Versorgungssicherheit zeigt die GASPOOL Balancing Services GmbH an, dass sie den ab 1.10.2016 anzuwendenden Absenkungsfaktor von 25 % auf die letzte Obergrenze des Konvertierungsentgeltes für die Konvertierungsrichtung H- zu L-Gas auf 0 % anpasst.

Die Verlängerung um sechs Monate und somit einer Winterperiode führt dazu, dass der L-Gas Markt im darauffolgenden Winter um ca. 75 GWh bis 100 GWh entlastet ist und somit die durch GASPOOL auszugleichenden Mengen geringer werden. Jede weitere Verlängerung der Gültigkeit des Konvertierungsentgeltes über diesen Zeitraum hinaus führt direkt zum Beibehalten der Anreize für eine qualitätsscharfe Einspeisung der Bilanzkreisverantwortlichen

und somit Verringerung der Konvertierungskosten. Auch ein Aufrechterhalten der verursachungsgerechten Kostenallokation und schlussendlich die Stützung der Versorgungssicherheit ist somit gegeben, da davon auszugehen ist, dass die Bilanzkreisverantwortlichen, die ihre Lieferverträge noch nicht umgestellt haben, weiterhin ihre langfristigen Lieferverträge mit den Niederlanden aufrechterhalten.