

# L-Gasversorgung

Zuverlässigkeit erhalten und  
Bezahlbarkeit stärken

**Grundsatzpapier**

27. März 2017

## INES Initiative Erdgasspeicher e.V.

Die INES ist ein Zusammenschluss von Betreibern deutscher Gasspeicher und hat ihren Sitz in Berlin. Mit derzeit 16 Mitgliedern repräsentiert die INES über 90 Prozent der deutschen Speicherkapazitäten. Die INES-Mitglieder betreiben damit auch knapp 25 Prozent aller europäischen Gasspeicherkapazitäten.

### INES-Ansprechpartner

Sebastian Bleschke, Geschäftsführer  
s.bleschke@erdgasspeicher.de

Dr. Ulrich Duda, Geschäftsführer  
u.duda@erdgasspeicher.de

Dr. Andreas Kost, Geschäftsführer  
a.kost@erdgasspeicher.de

**Autoren**  
(INES-Projektteam L-Gas-Versorgung)

Bleschke, Sebastian  
(Initiative Erdgasspeicher e.V.)

Dannehl, Lone  
(EWE Gasspeicher GmbH)

Haack, Carsten  
(Trianel Gasspeicher Epe  
GmbH & Co. KG)

Heckmann, Carsten  
(enercity Speichervermarktungs-  
gesellschaft mbH), Gast

Horstick, Kathrin  
(Uniper Energy Storage GmbH)

Janssen, André  
(EWE Gasspeicher GmbH)

Kost, Dr. Andreas  
(Storengy Deutschland GmbH)

Vahley, Sabine  
(innogy Gas Storage NWE GmbH)



Titelbild: © Industrieblick/fotolia.com – Bild oben: © chilimapper/fotolia.com

**Initiative Erdgasspeicher e.V.**  
Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin  
Tel. +49 (0)30 36418-086  
Fax +49 (0)30 36418-255  
info@erdgasspeicher.de

# Inhalt

Vorwort .....	4
Zusammenfassung .....	5
1. Einleitung .....	7
2. Zahlen, Daten und Fakten .....	8
2.1. Gasmarkt: Der Markt für L-Gas-Arbeit .....	8
2.2. Flexibilitätsmarkt: Der Markt für L-Gas-Leistung .....	10
2.3. Marktdesign: Die Rahmenbedingungen des Großhandels .....	16
2.4. Sozialisierung: Umlage von Kosten der L-Gas-Versorgung .....	18
3. Probleme und Ziele .....	20
3.1. Kurzfristige Reduktion der L-Gas-Importe .....	21
3.2. Unterschreitung erforderlicher L-Gas-Speicherfüllstände im Winter .....	23
3.3. Effizienzverluste durch Aufgabe des optimalen Marktdesigns .....	24
3.4. Soziale Ungerechtigkeit und Wettbewerbsverzerrungen bei Umlagen .....	30
4. Lösungsvorschläge .....	35
4.1. Konvertierungsentgelt als Steuerungsgröße erhalten .....	36
4.2. Regelenergie-Reserve für N-1-Fall einrichten .....	37
4.3. Soziale Umverteilung zwischen Gaskunden vornehmen .....	38
5. Abkürzungsverzeichnis .....	39
6. Abbildungsverzeichnis .....	40
7. Tabellenverzeichnis .....	41
8. Literaturverzeichnis .....	42

## Vorwort

### Liebe Leserinnen und Leser,

das Jahr 2016 war geprägt von verschiedenen zum Teil intensiven Diskussionen zu Fragen im Zusammenhang mit der deutschen L-Gas-Versorgung. Ist die Versorgungssicherheit gewährleistet? Führt das Gas-Marktdesign in qualitätsübergreifenden Marktgebieten zu bezahlbaren Preisen? Sind die Umlagen sozial gerecht?

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat in Sachen Gas-Versorgungssicherheit auf jeden Fall den Blick verstärkt auf den L-Gas-Markt gerichtet. Noch zu Beginn des Jahres wurden auf Basis eines vom Ministerium veröffentlichten Eckpunktepapiers Regelenergieprodukte ausgeschrieben, um vor allem die L-Gas-Versorgung abzusichern.

Nachdem der Marktgebietsverantwortliche NetConnect Germany (NCG) durch die extreme Inanspruchnahme des Konvertierungssystems zu Beginn des Jahres in Liquiditätsengpässe geraten ist und gemeinsam mit GASPOOL einen Hilfeschrei an die Bundesnetzagentur (BNetzA) gesandt hat, entstand eine umfangreiche Debatte über das Konvertierungssystem. Damit verbunden wurde auch die Konvertierungsumlage zumindest von den Marktteilnehmern intensiv diskutiert.

Die L-/H-Gas-Marktraumumstellung nimmt zunehmend an Fahrt auf. Von der Planungsphase ist mittlerweile der Schritt zur Umsetzung gelungen. Damit verbunden ist natürlich auch ein Anstieg der Marktraumumstellungsumlage, deren Entwicklung wohl in Zukunft noch genauer unter Beobachtung stehen wird.

All diese Themen werden sicher auch in der vor uns liegenden Zeit die eine oder andere Diskussion mit Leben füllen. Aus diesem Grund hat die Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) mit einem Projektteam, bestehend aus Experten der Mitgliedsunternehmen, das vorliegende Grundsatzpapier erarbeitet. Es nähert sich dem Gesamtthema der L-Gas-Versorgung, indem zunächst die wichtigsten Zahlen, Daten und Fakten beschrieben und darauf aufbauend Handlungsfelder identifiziert werden. Natürlich hat sich INES auch über Lösungsmöglichkeiten der beschriebenen Herausforderungen Gedanken gemacht. Unsere Empfehlungen werden am Ende des Grundsatzpapiers erläutert.



*„Ich wünsche Ihnen  
eine erkenntnisreiche  
und gleichzeitig  
spannende Lektüre!“*

**Sebastian Bleschke**  
Geschäftsführer

## Zusammenfassung

Im Rahmen eines Fachprojekts hat die Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) die wesentlichen Zahlen, Daten und Fakten der deutschen L-Gas-Versorgung analysiert. Dabei konnten Probleme identifiziert werden, die einer sicheren und bezahlbaren L-Gas-Versorgung entgegenstehen. Im Sinne der energiepolitischen Ziele schlägt INES deshalb Verbesserungen vor:

Die deutsche L-Gas-Versorgung baut zu wesentlichen Anteilen auf niederländische L-Gas-Importe auf. Die Analysen haben gezeigt, dass bis zum Ende dieser L-Gas-Importe im Jahr 2029/2030 ausreichend Gasmengen für die deutsche L-Gas-Versorgung zur Verfügung stehen. Entscheiden sich die Niederlande allerdings vor dem Hintergrund der Erdbeben im Groningen-Gasfeld dazu, die L-Gas-Förderung noch stärker als bisher zu begrenzen, dann könnte ein Mangel in Form von Menge und Leistung im europäischen L-Gas-Markt entstehen. Solange deutsche Gashändler und -lieferanten an ihren langfristigen Lieferverträgen festhalten, wird der L-Gas-Mangel Deutschland vermutlich nicht treffen. Wird das Konvertierungsentgelt aber zu stark abgeschmolzen, könnte sich diese Situation ändern. Gashändler oder -lieferanten könnten aufgrund wirtschaftlicher Erwägungen ihre L-Gas-Lieferverträge aufgeben und stattdessen H-Gas zur Belieferung der L-Gas-Kunden beschaffen. Um die Verfügbarkeit von L-Gas in Deutschland zu erhalten, sollten deshalb Gashändler und -lieferanten mit dem Konvertierungsentgelt motiviert werden, ihre L-Gas-Lieferverträge beizubehalten. Ein Konvertierungsentgelt, das Bilanzkreisverantwortliche dazu motiviert, ihre Bilanzkreise qualitätsspezifisch und bedarfsgerecht mit L-Gas

und H-Gas zu bewirtschaften, würde zudem die marktwirtschaftliche Effizienz im L-Gas-Markt erhalten. Die Marktsituation zu Beginn des Jahres 2016 hat gezeigt, dass eine L-Gas-Beschaffung der Marktgebietsverantwortlichen die kollektive Intelligenz des Marktes nicht kosteneffizient ersetzen kann. Durch die Reduktion des Konvertierungsentgelts wurde NetConnect Germany (NCG) im Grunde kurzzeitig zum „Single-Buyer“ für L-Gas. Damit verbunden waren stark steigende L-Gas-Preise am Spotmarkt.

**INES empfiehlt deshalb, das Konvertierungsentgelt beizubehalten und in der Höhe so auszugestalten, dass die kommerzielle Konvertierung über den Marktgebietsverantwortlichen zu jedem Zeitpunkt den L-/H-Gaspreis-Spread an den jeweils in den Marktgebieten liegenden Handlungspunkten übersteigt.**

Die Leistungsbedarfe bzw. Flexibilitätsbedarfe in Hochlastzeiten stellen sehr hohe Anforderungen an die Verfügbarkeit der L-Gas-Flexibilitätsquellen. Bereits ohne technische Ausfälle von L-Gas-Infrastrukturen sind bei Spitzenlast im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 rund 23 GW der Ausspeicherleistungen deutscher L-Gas-Speicher unerlässlich, um Versorgungsunterbrechungen der L-Gas-Kunden zu verhindern. Die verbleibende Ausspeicherleistung der L-Gas-Speicher in Höhe von 10 GW stünde bei vorheriger Sicherstellung eines entsprechend hohen Speicherfüllstandes zur Verfügung, um einen technischen Ausfall von Importinfrastrukturen aufzufangen oder zumindest Versorgungsunterbrechungen zu minimieren.

**INES empfiehlt deshalb, in Hochlastzeiten eine L-Gas-Leistungs- bzw. Sicherheitsreserve in L-Gas-Speichern einzurichten.**

## Zusammenfassung

Aufgrund der Umstellung von L-Gas-Markträumen auf H-Gas und ggf. höheren Beschaffungskosten für L-Gas ist die L-Gas-Versorgung mit höheren Kosten als die H-Gas-Versorgung verbunden. Damit allerdings Kunden, die mit L-Gas versorgt werden, nicht gegenüber H-Gas-Kunden mit höheren Kosten für ihre Gasversorgung belastet werden, nimmt die Politik mit der Marktraumumstellungsumlage und der Konvertierungsumlage eine Umverteilung vor. Die gewünschte soziale Gerechtigkeit wird mit der gewählten Form der Umverteilung allerdings verfehlt, weil die Umlagen manche Gasmengen höher belasten als andere. Dies führt darüber hinaus zu Wettbewerbsverzerrungen, die die

deutschen Gaskunden mit zusätzlichen Kosten belasten. Für einen sozialen Ausgleich ohne Wettbewerbsverzerrungen dürfte jede verbrauchte Gasmenge nur einmal mit Umlagen belastet werden. Eine ausschließliche Wälzung der Umlagen auf Ausspeisepunkte zu Gas-Kunden erfüllt diese Voraussetzung. Grenzübergangspunkte, Anschlusspunkte zu Produktionsquellen und Speicheranschlusspunkte müssten demnach von den Umlagen ausgenommen werden.

**INES empfiehlt deshalb, eine rationale Aufteilung der Mehrkosten der L-Gas-Versorgung mit der Konvertierungs- und Marktraumumstellungsumlage auf alle Ausspeisungen zu L- und H-Gas-Kunden vorzunehmen.**

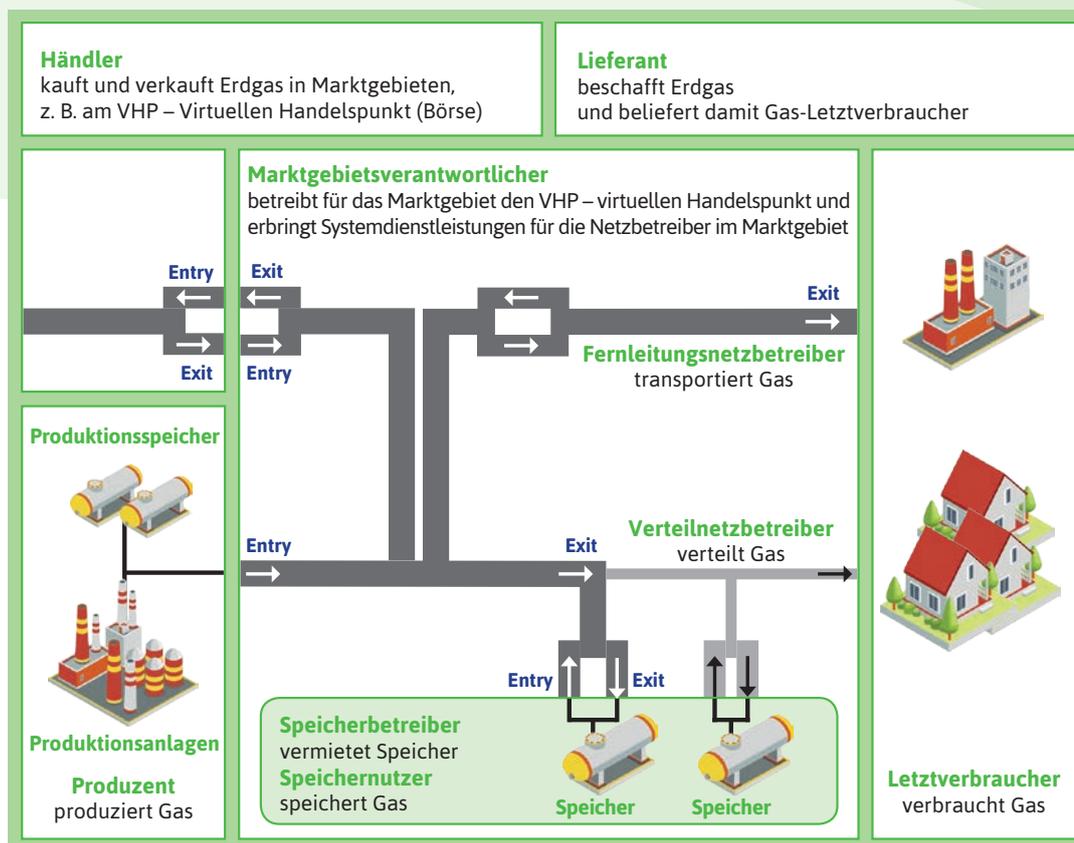


© creativ/fotolia.com

# 1. Einleitung

Seit der Entflechtung der integrierten Gasversorgungsunternehmen wird die Gasversorgung durch das Zusammenspiel verschiedener Marktakteure sicher-

gestellt. Diese einzelnen Akteure nehmen dabei unterschiedliche Rollen (Marktrollen) im Rahmen der Wertschöpfungskette ein (siehe Abbildung 1).



**Abbildung 1:**  
Marktrollen und ihre Funktionen für die Wertschöpfungskette der Gasversorgung

© der Grafiken: Neyro/fotolia.com

Quelle: Eigene Darstellung

Die Zusammenarbeit der Gasversorgungsunternehmen erfolgt gleichermaßen bei der H-Gas und L-Gas-Versorgung. Physisch sind diese beiden Gas-Qualitäten allerdings getrennt voneinander zu betrachten. Insbesondere der Einsatz einer bestimmten Gasinfrastruktur (Produktion, Speicher und Netze) erfolgt entweder für die L-Gas- oder die H-Gas-Versorgung. Eine Vermischung der verschiedenen Gasqualitäten erfolgt dabei nicht.

Im nachfolgenden Kapitel werden Zahlen, Daten und Fakten zur L-Gas-Versor-

gung in Deutschland zusammengetragen, um eine Grundlage zur Identifikation von Handlungsbedarf im Zusammenhang mit den politischen Rahmenbedingungen zu schaffen. Dieser Handlungsbedarf wird im dritten Kapitel analysiert. Im vierten Kapitel werden Lösungsansätze beschrieben, die in den identifizierten Handlungsfeldern von INES zur Umsetzung empfohlen werden. Im Fokus stehen dabei die weitere Gewährleistung einer zuverlässigen L-Gas-Versorgung und eine Minderung der L-Gaspreise für Endkunden durch fairen Wettbewerb.

## 2. Zahlen, Daten und Fakten

### 2.1. Gasmarkt: Der Markt für L-Gas-Arbeit

„Etwa ein Viertel der deutschen Haushaltskunden wird derzeit mit L-Gas versorgt“ (Bundesnetzagentur, 2016). Für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2016/2017 wird im Netzentwicklungsplan Gas (NEP)

2016 ein Jahresverbrauch (L-Gas-Arbeit) von 232 TWh (durchschnittlich kaltes GWJ) bzw. 251 TWh (kaltes GWJ) für sämtliche L-Gas-Kunden ausgewiesen (siehe Tabelle 1).

**Tabelle 1:**  
Der Markt für  
L-Gas-Arbeit  
in Deutschland

GWJ	Gasmarkt in Deutschland (in TWh)				
	Nachfrage (kaltes Jahr)	Inländische Produktion/ Konvertierung	Import- bedarf	Ausländische- Produktion/Konvertierung <sup>1)</sup>	
				NL-Groningen (Produktions- plan 2016)	NL-Konvertierung
2016/17	251	73	179	264	215
2017/18	246	69	178	264	215
2018/19	245	65	179	264	215
2019/20	228	62	166	264	215
2020/21	211	58	154	264	264
2021/22	178	52	126	264	264
2022/23	161	47	114	264	264
2023/24	136	42	95	264	264
2024/25	112	38	75	251	264
2025/26	94	34	60	246	264
2026/27	75	31	43	235	264
2027/28	57	29	28	222	264
2028/29	31	26	5	209	264
2029/30	14	24	0	193	264
<b>Summe</b>	<b>2.040</b>	<b>649</b>	<b>1.401</b>	<b>3.467</b>	<b>3.497</b>
				<b>6.964</b>	

<sup>1)</sup> Zur Umrechnung von Mrd. m<sup>3</sup> in TWh wurde ein Brennwert von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup> angenommen  
Quelle: FNB Gas 2016a, FNB Gas 2016b, NAM 2016a, eigene Darstellung

Zur Deckung des Jahresverbrauchs der L-Gas-Kunden tragen im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 neben der deutschen Produktion und technischen Konvertierung in Höhe von voraussichtlich rund 73 TWh, niederländische (NL) L-Gas-Importe bis zu 179 TWh bei (FNB Gas 2016a, S. 99). Die deutsche Produktion liegt insbesondere im GASPOOL-Marktgebiet

(GPL) in den Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems. Die L-Gas-Importe sind zum einen auf die Förderregion Groningen und zum anderen auf technische Konvertierungskapazitäten in den Niederlanden zurückzuführen.

Aufgrund eines Förderrückgangs in Groningen kommt der Import niederlän-

dischen L-Gases nach Deutschland bis zum 1. Oktober 2029 vollständig zum Erliegen. Voraussichtlich im Gaswirtschaftsjahr 2029/2030 wird erstmalig kein L-Gas mehr aus den Niederlanden nach Deutschland importiert (vgl. FNB Gas 2016a).

Eine planwirtschaftliche Verteilung der rückläufigen Produktionsmengen aus Groningen nimmt der niederländische Transportnetzbetreiber Gasunie Transport Services B.V. (GTS) durch Reduktion der L-Gas-Transportkapazitäten an den Grenzübergangspunkten (GÜP) zwischen den Niederlanden und Deutschland vor. Beginnend mit dem Gaswirtschaftsjahr 2020/2021 werden die an der Grenze zur Verfügung stehenden Kapazitäten um 10 Prozent pro Jahr abgesenkt. Ab dem 1. Oktober 2029 wird es folglich nicht mehr möglich sein, aus dem niederländischen Gasnetz der GTS L-Gas-Mengen nach Deutschland zu exportieren. Neben der niederländischen Produktion nimmt auch die deutsche Förderung weiter ab.

Die zurückgehenden L-Gas-Mengen sowohl in den Niederlanden als auch in Deutschland zum Anlass nehmend, haben die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber (FNB) in einem umfassenden Fahrplan eine Umstellung der deutschen L-Gas-Markträume angelegt. Diese sogenannte L-/H-Gas-Marktraumumstellung hat zum Ziel, die einzelnen Verbrauchsgeräte der L-Gas verbrauchenden Kunden auf die erhöhte H-Gas-Qualität umzustellen, sodass die Gas-Kunden trotz des L-Gas-Rückgangs mit Erdgas (H-Gas) beliefert werden können. Würde die Marktraumumstellung nicht entsprechend erfolgen, könnte bei abnehmendem L-Gas-Aufkommen eine Markträumung (Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage) ausbleiben. Erste Um-

stellungsgebiete sind in Zusammenarbeit zwischen den Fernleitungs und Verteilnetzbetreibern sowie Netzkunden bereits erfolgreich umgestellt worden.

Sollten sämtliche kommenden Gaswirtschaftsjahre kalt werden, verbrauchen die deutschen L-Gas-Kunden bis zum Ende der L-/H-Gas-Marktraumumstellung noch rund 2.000 TWh Erdgas. Zur Deckung dieser extremen Nachfrage sind niederländische L-Gas-Importe von rund 1.400 TWh erforderlich. Allein die bestehenden technischen Kapazitäten zur Konvertierung von H-Gas in L-Gas im Netz der GTS (Stand: 2016) können während dieser Zeit über 3.000 TWh L-Gas produzieren. GTS hat darüber hinaus für 2019 angekündigt, die Konvertierungskapazitäten um 49 TWh<sup>1</sup> pro Jahr zu erweitern (vgl. FNB Gas 2016b).

In Bezug auf die Erdgasförderung in Groningen weist der Produktionsplan 2016 für den Zeitraum der L-/H-Gas-Marktraumumstellung eine L-Gas-Produktion in Höhe von fast 3.500 TWh aus (vgl. NAM 2016a). Mit der Entscheidung vom 24. Juni 2016 zur weiteren Absenkung der L-Gas-Produktion im Groningen Gasfeld von 264 TWh<sup>1</sup> auf 234 TWh<sup>1</sup> pro Jahr für die nächsten fünf Jahre, verbleiben noch rund 3.320 TWh (vgl. NAM 2016b). Insgesamt stehen dem europäischen L-Gas-Markt also über 6.800 TWh innerhalb des Zeitraums der deutschen L-/H-Gas-Marktraumumstellung zur Verfügung. Obwohl auf Deutschland über 40 Prozent des L-Gas-Verbrauchs entfällt (vgl. FNB Gas 2016b), ist Deutschland bei extrem hohen Jahresverbräuchen also nur auf einen Anteil von rund 25 Prozent dieser Gesamtproduktionsmenge angewiesen.

<sup>1</sup> Zur Umrechnung von Mrd. m<sup>3</sup> in TWh wurde ein Brennwert von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup> angenommen.

## Zahlen, Daten und Fakten

### 2.2. Flexibilitätsmarkt: Der Markt für L-Gas-Leistung

Um eine L-Gas-Menge (Arbeit) entsprechend des jährlichen Gasverbrauchs in die deutschen Marktgebiete einzuspeisen, sei es aus dem Ausland über Gasimporte oder aus der inländischen Produktion bzw. technischen Konvertierungsanlagen, muss mindestens eine

Leistung in Höhe der jährlichen Gasverbrauchsmenge geteilt durch 8.760 Stunden an den Einspeisepunkten angestellt werden. Diese alleine für die Mengenverfügbarkeit notwendige Must-Run-Leistung beträgt im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 rund 29 GW (siehe Tabelle 2).

**Tabelle 2:**  
Must-Run-Leistung

GWJ	Gasverbrauch [TWh]	Must-Run-Leistung (=Verbrauch/8.760 Stunden) [GW]
2016/17	251	28,7
2017/18	246	28,1
2018/19	245	27,9
2019/20	228	26,0
2020/21	211	24,1
2021/22	178	20,3
2022/23	161	18,3
2023/24	136	15,6
2024/25	112	12,8
2025/26	94	10,8
2026/27	75	8,5
2027/28	57	6,5
2028/29	31	3,6
2029/30	14	1,6

Quelle: FNB Gas 2016a, eigene Darstellung

Während im Sommer der Leistungsbedarf der L-Gas-Kunden unter dieser Must-Run-Leistung liegt, überschreiten die im Winter auftretenden Spitzenlasten die Must-Run-Leistung erheblich. Die damit einhergehenden Lastschwankungen um die Must-Run-Leistung herum definieren den Flexibilitäts- bzw. Speichermarkt.

Die maximal von den L-Gas-Kunden ab-

gerufene Leistung beträgt gemäß NEP in beiden deutschen Marktgebieten zusammen rund 80 GW (vgl. FNB Gas, 2016a). Der Flexibilitätsbedarf lässt sich durch Abzug der Must-Run-Leistung von der Spitzenlast der L-Gaskunden bestimmen. Demnach umfasst der Flexibilitätsmarkt (Netto-Leistungsbedarf) im Geschäftsjahr 2016/2017 rund 52 GW (siehe Tabelle 3).

GWJ	Maximaler Leistungsbedarf [GW]	Must-Run-Leistung [GW]	Flexibilitätsbedarf/Netto-Leistungsbedarf [GW]
2016/17	80,3	28,7	51,6
2017/18	79,0	28,1	50,9
2018/19	77,9	27,9	50,0
2019/20	73,1	26,0	47,1
2020/21	68,2	24,1	44,1
2021/22	60,3	20,3	40,0
2022/23	53,6	18,3	35,3
2023/24	46,4	15,6	30,8
2024/25	39,1	12,8	26,3
2025/26	32,8	10,8	22,0
2026/27	26,0	8,5	17,5
2027/28	19,5	6,5	13,0
2028/29	11,9	3,6	8,3
2029/30	5,4	1,6	3,8

**Tabelle 3:**  
L-Gas-Flexibilitätsbedarf

Quelle: FNB Gas 2016a, eigene Darstellung

Zur Deckung des Flexibilitätsbedarfs bzw. Netto-Leistungsbedarfs können die drei nachfolgend beschriebenen konkurrierenden Flexibilitätsquellen in Anspruch genommen werden:

- Flexibilität aus L-Gas-Importen
- Flexibilität aus inländischer Produktion bzw. technischer Konvertierung und
- Flexibilität aus Gasspeichern

## Zahlen, Daten und Fakten

Flexibilität aus L-Gas-Importen kann über die GÜP Oude Statenzijl, Winterswijk/Vreden, Elten/Zevenaar, Tegelen und Haanrade für Deutschland bereitgestellt werden. Die GÜP Tegelen und Haanrade weisen allerdings keine nennenswerten Importkapazitäten auf und sind deshalb vernachlässigbar. In den Jahren 2010 bis 2013 betrug der zeitgleiche maximale Lastfluss an den GÜP Oude Statenzijl, Winterswijk/Vreden und Elten/Zevenaar rund 48 GW (vgl. FNB Gas 2016a). Planerisch wird im NEP zur Berechnung der Netzentwicklung angenommen, dass diese maximal mögliche L-Gas-Flexibilität aus den Niederlanden importiert werden muss (vgl. FNB

Gas 2016a). Für das Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 wird deshalb dem niederländischen Import eine entsprechende Entry-Kapazität zugeschrieben.

Die Flexibilität, die aus Importen zur Verfügung steht, lässt sich anhand dieser Importleistung berechnen: Wird die für die Mengenimporte (im GWJ 2016/17: 179 TWh) erforderliche Must-Run-Leistung (20 GW) von der maximalen möglichen Importleistung abgezogen, ergibt sich der maximal mögliche Flexibilitätsbeitrag in Höhe von rund 27 GW für das Gaswirtschaftsjahr 2016/17 (siehe Tabelle 4).

**Tabelle 4:**  
Maximales  
Flexibilitätsange-  
bot aus L-Gas-  
Importen

GWJ	Verbrauchte Importmengen [TWh]	Must-Run-Leistung [GW]	Maximale Importleistung [GW]	Netto-Leistungsangebot [GW]
2016/17	179	20,4	47,7	27,3
2017/18	178	20,3	47,7	27,4
2018/19	179	20,5	47,7	27,2
2019/20	166	18,9	47,7	28,8
2020/21	154	17,5	43,0	25,5
2021/22	126	14,4	38,2	23,8
2022/23	114	13,0	33,4	20,4
2023/24	95	10,8	28,6	17,8
2024/25	75	8,6	23,9	15,3
2025/26	60	6,8	19,1	12,3
2026/27	43	5,0	14,3	9,3
2027/28	28	3,2	9,5	6,3
2028/29	5	0,6	4,8	4,2
2029/30	0	0,0	0,0	0,0

Quelle: FNB Gas 2016a, eigene Darstellung

Aus der L-Gas-Produktion bzw. der technischen Konvertierung in Deutschland kann nur in sehr geringem Umfang Flexibilität bereitgestellt werden. Für das Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 wird von einer maximalen inländischen Produktions- bzw. Konvertierungsleistung in Höhe von rund 10 GW ausgegangen (siehe Tabelle 5). Bis zum Gaswirtschafts-

jahr 2029/2030 wird die innerdeutsche Produktionsleistung kontinuierlich zurückgehen.

Die Flexibilität aus Produktions- und Konvertierungsanlagen wird planerisch vollständig bei der Netzentwicklung berücksichtigt.

GWJ	Verbrauchte Mengen aus Produktion/ Konvertierung [TWh]	Must-Run-Leistung [GW]	Maximale Produktions-/ Konvertierungsleistung [GW]	Netto-Leistungsangebot [GW]
2016/17	72,6	8,3	10,2	1,9
2017/18	68,5	7,8	9,7	1,9
2018/19	65,2	7,4	9,3	1,9
2019/20	61,8	7,1	9,1	2,0
2020/21	57,5	6,6	8,6	2,0
2021/22	52,0	5,9	7,8	1,9
2022/23	46,7	5,3	7,2	1,9
2023/24	41,7	4,8	6,5	1,7
2024/25	37,5	4,3	6,0	1,7
2025/26	34,2	3,9	5,6	1,7
2026/27	31,4	3,6	5,2	1,6
2027/28	28,8	3,3	4,5	1,2
2028/29	26,4	3,0	4,1	1,1
2029/30	14,4	1,6	3,7	2,1

**Tabelle 5:**  
Maximales Flexibilitätsangebot aus L-Gas-Produktion und -Konvertierung

Quelle: FNB Gas 2016a, eigene Darstellung

Der nach vollständiger Berücksichtigung der Flexibilität im Rahmen des L-Gas-Imports und aus inländischer Produktion bzw. technischer Konvertierung verbleibende Flexibilitätsbedarf wird im NEP planerisch durch die L-Gas-Speicher gedeckt. Damit sind im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 rund 23 GW Flexibilität aus deutschen Gasspeichern erforderlich. Die L-Gas-Speicher bzw. -Speicherzonen Empelde, Epe, Lesum und Nüttermoor/Huntorf (siehe Tabelle 6) sind bei einem 100-Prozent-Füllstand allerdings in der Lage, eine maximale Leistung von rund 33 GW zu erbringen. Bei halb vollen

Speichern verbleibt eine Leistungsfähigkeit von ca. 21 GW (vgl. FNB Gas, 2016a). Zur Deckung einer Spitzenlast im L-Gas-Markt ist folglich ein Füllstand von über 50 Prozent in deutschen Gasspeichern unerlässlich.

Die Leistung, die über 23 GW in den Speichern vorgehalten wird, steht darüber hinaus in Konkurrenz zu den anderen Flexibilitätsanbietern oder gewährleistet als Redundanz, z. B. bei einem technischen Ausfall von Transportnetzinfrastrukturen, die Sicherheit der L-Gas-Versorgung.

## Zahlen, Daten und Fakten

**Tabelle 6:**  
Deutsche  
L-Gas-Speicher

Speicher	Empelde	Epe-L	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf
Betreiber	eSG-enercity Speicherver- marktungs- gesellschaft	innogy Gas Storage NWE/ UST – Uniper Energy Storage	Storengy Deutschland	EWE Gasspeicher
Typ	Kaverne	Kaverne	Kaverne	Kaverne
Marktgebiet	NCG/GASPOOL	NCG	GASPOOL	GASPOOL
Arbeitsgas- volumen	2.271 GWh	5.844 GWh	1.501 GWh	10.074 GWh
Ausspeicher- leistung	3,0 GW	15,6 GW	2,1 GW	12,7 GW
Einspeicher- leistung	0,8 GW	5,3 GW	1,0 GW	4,6 GW

Quelle: Eigene Darstellung

Die maximale Einspeicherleistung der L-Gas-Speicher beträgt rund 12 GW. Im Sommer, wenn der Leistungsbedarf der L-Gas-Kunden unter den durchschnittlichen Bedarf von rund 29 GW fällt, kann die bereits vorhandene Importinfrastruktur für die Einspeicherung verwendet werden, ohne dass ein weiterer Netzausbau erforderlich ist. Dies vermeidet Leerstände im bestehenden Transportnetz und trägt somit zur Reduktion der spezifischen Transportkosten der Gaskunden bei. Auch müssen die Netze nicht dafür ausgelegt werden, hohe Winterlasten von entfernten Produktionsanlagen (z. B. dem niederländischen Gasfeld Groningen) bis hin zum Kunden zu transportieren.

Dieser zentrale Vorteil der Speicher spiegelt sich in ihren jeweiligen Standorten wider (siehe Abbildung 2). Der Speicher Lesum liegt bei Bremen, Huntorf bei Oldenburg und Empelde bei Hannover. Die Speicher liegen also in unmittelbarer Nähe von Verbrauchsschwerpunkten und vermeiden durch ihre Leistungsfähigkeit Netzausbau zu entfernteren Leistungs- bzw. Flexibilitätsquellen. Gäbe es diese Speicher nicht, müsste die Flexibilität aus dem Ausland importiert werden. Die GÜP müssten in der Folge ausgebaut und Netze bis zu den L-Gas-Kunden entwickelt werden. Insgesamt müssten die bereits bestehenden GÜP-Entry-Kapazitäten (48 GWh/h) um rund 50 Prozent erhöht werden, um im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 eine Spitzenlast ohne deutsche Speicher (23 GWh/h) abzudecken.

**Abbildung 2:**  
Grenzübergangspunkte und Speicher im L-Gas-Markt

**Cluster Oude Statenzijl**

**Cluster Winterswijk/ Zevenaer**



Quelle: FNB Gas (2016a), eigene Darstellung

 L-Gas Grid	 L-Gas Storage	 NCG-L
 H-Gas Grid	 H-Gas Storage	 Gaspool-L

## Zahlen, Daten und Fakten

### 2.3. Marktdesign: Die Rahmenbedingungen des Großhandels

Wesentliches Instrument zur Schaffung eines zentralen Marktplatzes für Gas und damit insbesondere zur Belebung des Wettbewerbs zwischen Gasanbietern war die Einrichtung sogenannter Virtueller Handlungspunkte (VHP). An diesen Handlungspunkten sollen sich Angebot und Nachfrage eines abgegrenzten Marktgebietes treffen. In Deutschland existieren mit NetConnect Germany (NCG) und GASPOOL (GPL) zwei Marktgebiete mit jeweils eigenem Handlungspunkt.

In die beiden deutschen Marktgebiete gelangt das L-Gas in erster Linie durch Importe. An den beiden Handlungspätzen erfolgt dann entweder ein Umschlag der Mengen über die Handlungspätze (Börsen) bzw. durch Over-the-Counter-Geschäfte (OTC) oder aber die Mengen werden von den selben Marktakteuren in der Marktrolle eines Lieferanten zur Versorgung der L-Gas-Kunden verwendet. Gleiches gilt entsprechend für Mengen, die von Händlern bzw. Lieferanten den deutschen Produzenten abgenommen werden.

Neben einem qualitätsscharfen Handel oder einer qualitätsscharfen Belieferung der L-Gas-Kunden steht den Bilanzkreisverantwortlichen (Händlern und Lieferanten) allerdings auch die Möglichkeit offen, ihren Bilanzkreis mit H-Gas-Mengen zum Ausgleich zu bringen. Dies bedeutet, dass die Bilanzkreisverantwortlichen H-Gas zum Handel oder zur „Beliieferung“ ihrer L-Gas-Kunden innerhalb eines Marktgebietes nutzen dürfen. Diese Möglichkeit wurde mit der Zusammenlegung von Marktgebieten zu qualitätsübergreifenden Marktgebieten und der Festlegung der Bundesnetzagentur zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Marktgebieten („Konni Gas“) geschaffen. Mit der Konni Gas sollte der qualitätsübergreifende Gashandel erleichtert werden (vgl. BNetzA 2012a).

Mit der Einführung eines Konvertierungssystems ist der Regulierer also noch einen Schritt über die Schaffung zentraler Marktplätze hinausgegangen. Es wurden die Rahmenbedingungen darauf ausgerichtet, auch noch die beiden physisch unterschiedlichen Produkte L-Gas und H-Gas auf der Handlungsebene in einem gemeinsamen Gasmarkt zusammenzuführen. Ziel war es, qualitätsübergreifende Marktgebiete zu schaffen, wohlwissend, dass in den Infrastrukturen grundsätzlich eine physische Trennung vorliegt.

Da L-Gas-Kunden physisch nicht tatsächlich mit H-Gas beliefert werden können, kommt den beiden deutschen Marktgebietsverantwortlichen (MGV) NetConnect Germany GmbH & Co. KG und GASPOOL Balancing Services GmbH im Falle einer solchen bilanziellen Belieferung der L-Gas-Kunden mit H-Gas eine besondere Rolle zu. Beide MGV wurden durch jeweils analoge Festlegungsbeschlüsse (Konni Gas) dazu verpflichtet, entweder „technische Maßnahmen (z. B. technische Gaskonvertierung oder Gas Mischung) oder kommerzielle Maßnahmen (z. B. Einsatz von Regelenergie oder Lastflusszusagen) einzusetzen, um den physischen Ausgleich des Netzes weiterhin zu gewährleisten“ (vgl. BNetzA 2012a). Der Preis für diese Dienstleistung der MGV wurde zunächst in einem Konvertierungsentgelt festgeschrieben.

**Konvertierungsentgelt**

Ergibt sich tagesscharf für einen Bilanzkreisverantwortlichen (Händler oder Lieferant) eine Überspeisung in der einen und eine Unterspeisung in der anderen Gasqualität, so wird die kleinere der beiden Mengen vom zuständigen MGV bilanziell konvertiert. Hierfür muss der Bilanzkreisverantwortliche ein Konvertierungsentgelt entrichten (vgl. BNetzA 2012a). Der MGV erhebt von den Bilanzkreisverantwortlichen, soweit für diesen innerhalb des Marktgebietes qualitätsübergreifend Gasmengen bilanziert werden, ein solches Konvertierungsentgelt in EUR pro MWh.

Die Konvertierungsentgelte der beiden deutschen Marktgebiete für den Zeitraum vom 1. Oktober 2012 bis zum 31. März 2017 können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden. Die Entwicklung zeigt, dass im NCG-Marktgebiet das Entgelt im Zeitraum von Oktober 2012 bis März 2016 deutlich unter dem Konvertierungsentgelt im GPL-Marktgebiet lag. Erst im März 2016 näherte sich das Entgelt im GPL-Marktgebiet durch eine weitere Absenkung an.

Konvertierungsentgelte der Marktgebiete	NetConnect Germany (NCG) [EUR pro MWh]	GASPOOL (GPL) [EUR pro MWh]
01.10.2012 - 31.03.2013	0,700	1,760
01.04.2013 - 30.09.2013	0,600	
01.10.2013 - 31.03.2014	0,600	1,320
01.04.2014 - 30.09.2014	0,400	
01.10.2014 - 31.03.2015	0,400	0,880
01.04.2015 - 30.09.2015	0,300	
01.10.2015 - 31.03.2016	0,300	0,441
01.04.2016 - 30.09.2016	0,453	
01.10.2016 - 31.03.2017		

**Tabelle 7:**  
Konvertierungsentgelte (H-Gas zu L-Gas) der Marktgebiete 2012-2017

Quelle: NCG (2016) und GASPOOL (2016)

Die Konni Gas sah in ihrer ersten Fassung eine Absenkung des Konvertierungsentgeltes auf null ab dem 1. Oktober 2016 in beiden Marktgebieten vor. Bei einem Konvertierungsentgelt von null entstehen einem Bilanzkreisverantwortlichen, der H-Gas beschafft um L-Gas am Handelsmarkt zu veräußern oder um seine L-Gas-Kunden zu beliefern, keine Kosten durch die Inanspruchnahme der Konvertierung. Allerdings dürfen die Marktgebietsverantwortlichen einen anderen Absenkungsfaktor zugrunde legen, wenn dies nachweislich erforderlich ist.

Die Marktgebietsverantwortlichen haben nach § 5 Ziffer 2 Satz 3 Standardvertrag zur Konvertierung in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten am 26. und 27. Januar 2016 die Beibehaltung eines Konvertierungsentgeltes bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) angezeigt. Am 9. Mai 2016 hat die BNetzA der Beibehaltung nicht widersprochen. Das Entgelt wird deshalb weiterhin von den MGV bis zum 31. März 2017 aufrechterhalten. Eine darüber hinaus gehende Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes und dessen Höhe wurde im Rahmen eines

## Zahlen, Daten und Fakten

Kammerverfahrens der Beschlusskammer sieben (BK7) der Bundesnetzagentur erörtert und am 21. Dezember 2016 beschlossen.

Wenn die Kosten der Konvertierung bei den MGV die aus dem Konvertierungsent-

gelt erzielbaren Erlöse übersteigen bzw. wenn Residualkosten aus vorhergehenden Geltungszeiträumen vorliegen, darf der MGV von den Bilanzkreisverantwortlichen über das Konvertierungsentgelt hinaus eine Konvertierungsumlage erheben.

### 2.4. Sozialisierung: Umlage von Kosten der L-Gas-Versorgung

Im Zusammenhang mit der L-Gas-Versorgung existieren zwei Kostenblöcke, die durch Umlage auf andere Marktakteure umverteilt und damit sozialisiert werden. Zum einen betrifft dies sämtliche Kosten der Konvertierung, die nicht im Rahmen der Einnahmen des MGV durch das Konvertierungsentgelt gedeckt werden. Zum anderen werden die Kosten umverteilt, die bei der Umstellung von L-Gas-Markträumen auf die H-Gas-Qualität entstehen. Die Sozialisierung der Konvertierungskosten erfolgt über die Konvertierungsumlage und die Marktraumumstellungskosten werden über die Marktraumumstellungsumlage (MRU-Umlage) umverteilt.

#### **Konvertierungsumlage**

Mit steigender Inanspruchnahme einer bilanziellen Konvertierung durch die Bilanzkreisverantwortlichen wird die Verantwortung zur bedarfsgerechten physischen Bereitstellung von L-Gas-Mengen zunehmend den MGV für ihr jeweiliges Marktgebiet übertragen. Dabei entstehende Kosten werden zunächst über das Konvertierungsentgelt und dann über die Konvertierungsumlage refinanziert.

Deckt das Konvertierungsentgelt sämtliche Konvertierungskosten ab, dann ist die Erhebung einer Konvertierungsumlage nicht erforderlich. Können Erlöse aus dem Konvertierungsentgelt die Konvertierungskosten nicht gänzlich refinanzieren, werden über die Konvertierungsum-

lage die verbleibenden Kosten gedeckt. Bei einem Konvertierungsentgelt von null werden die Konvertierungskosten vollständig über die Konvertierungsumlage refinanziert und damit auch vollständig sozialisiert.

Getragen wird die Konvertierungsumlage von sämtlichen Bilanzkreisverantwortlichen. Die Konvertierungsumlage wird in EUR pro MWh auf alle täglich in einen Bilanzkreis eingebrachten physischen Einspeisemengen erhoben. Das bedeutet, dass auf sämtliche Gas-Importe, Einspeisungen aus Produktionsanlagen oder Speichern (Ausspeicherungen) innerhalb der Marktgebiete eine Konvertierungsumlage erhoben wird, unabhängig von der eingespeisten Gasqualität (H-Gas oder L-Gas).

Virtuelle Einspeisungen in einen Bilanzkreis aufgrund von Handelsgeschäften sind von der Konvertierungsumlage ausgenommen. Außerdem wird die Umlage auf physische Einspeisungen, für die beschränkt zuordenbare Kapazitäten (bFZK) genutzt werden, nur dann erhoben, wenn die Ausspeisung an einem Ausspeisepunkt einer anderen Gasqualität erfolgt (vgl. BNetzA 2012a).

Während im GASPOOL-Marktgebiet die Erhebung einer Konvertierungsumlage bislang nicht erforderlich ist, wurde im NCG-Marktgebiet eine Umlage ab dem 1. April 2016 eingeführt.

Die Konvertierungsumlagen der beiden deutschen Marktgebiete für die Zeit vom 1. Oktober 2015 bis 31. März 2017 können der nachfolgenden Tabelle entnommen werden.

Marktgebiet	NetConnect Germany (NCG) [EUR pro MWh]	GASPOOL (GPL) [EUR pro MWh]
01.10.2015 - 31.03.2016	0,00	0,00
01.04.2016 - 30.09.2016	0,15	
01.10.2016 - 31.03.2017	0,15	0,00

**Tabelle 8:**  
Konvertierungsumlage der Marktgebiete vom 01.10.2015 bis zum 31.03.2017

Quelle: NCG (2016) und GASPOOL (2016)

### Marktraumumstellungsumlage

Die Marktraumumstellungsumlage dient zur Umverteilung der Kosten, die bei der L-/H-Gas-Marktraumumstellung von Gasinfrastrukturen entstehen. Stellt ein Netzbetreiber sein Gasversorgungsnetz gemäß § 19a EnWG auf die H-Gas-Qualität um, dann hat er die notwendigen technischen Anpassungen der Netzanschlüsse, Kundenanlagen und Verbrauchsgeräte zunächst auf eigene Kosten vorzunehmen. Diese Kosten werden jedoch im weiteren Verlauf auf alle Gasversorgungsnetze innerhalb des Marktgebiets umgelegt, in dem das Gasversorgungsnetz liegt. Es werden also die Kosten, die bei der Umstellung der L-Gas-Versorgung von Haushaltskunden und industriellen L-Gas-Abnehmern entstehen einschließlich damit verbundener Kosten zur Änderung bzw. Entwicklung der Netzinfrastruktur sozialisiert.

Am 24. Juni 2016 wurde vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) eine Konsultation zu einem Änderungsvorschlag des § 19a EnWG gestartet. Die Änderungen haben zum Ziel, die Umstellungskosten nicht nur innerhalb eines Marktgebiets, sondern über beide Marktgebiete hinweg bundesweit umzuverteilen bzw. zu sozialisieren.

Im Unterschied zu den Grundlagen der Umlage, ist der konkrete Mechanismus

zur Verteilung der Kosten bis auf einzelne Punkte nicht im § 19a EnWG, sondern in der Kooperationsvereinbarung (KoV) festgelegt (vgl. BDEW et al. 2016). Der § 10 Abs. 6 KoV schreibt eine Wälzung



© Andrei Merkulov/fotolia.com

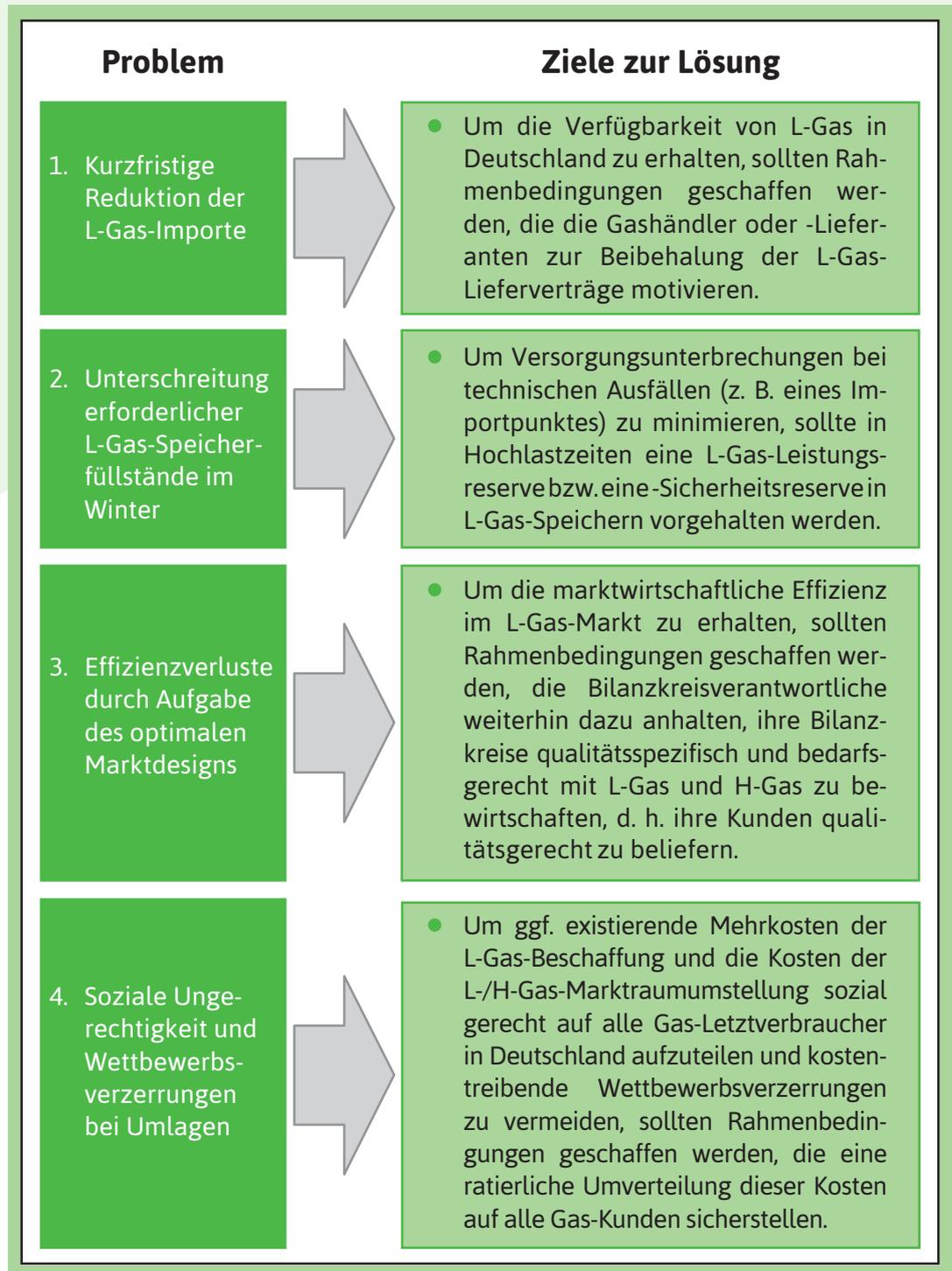
der Umstellungskosten auf sämtliche Ausspeisegelte (Exit-Entgelte) vor. Am Ende werden die Kosten der L-/H-Gas-Marktraumumstellung also von allen Netzkunden getragen, die Exit-Kapazitäten der Fernleitungsnetze in den beiden deutschen Marktgebieten nutzen. Dies betrifft Einspeicherungen, Gastransporte in nachgelagerte Verteilnetze und Gasentnahmen direkt aus dem Fernleitungsnetz.

### 3. Probleme und Ziele

Im Zusammenhang mit der deutschen L-Gas-Versorgung lassen sich anhand der Zahlen, Daten und Fakten des vorangehenden Kapitels Probleme in vier zentralen Handlungsfeldern identifizieren. Diese Probleme werden in den nachfol-

genden Abschnitten beschrieben und erläutert. Darüber hinaus werden Ziele aus den Analysen abgeleitet, mit deren Erreichung die identifizierten Probleme gelöst sind (siehe Abbildung 3).

**Abbildung 3:**  
Probleme und Ziele in vier zentralen Handlungsfeldern



Quelle: Eigene Darstellung

### 3.1. Kurzfristige Reduktion der L-Gas-Importe

Seit mehreren Jahren wird in den Niederlanden über Erdbeben in Groningen politisch und öffentlich debattiert. In verschiedenen Studien wurden die Beben auf die Gasförderung zurückgeführt. Aus diesem Grund hat die niederländische Regierung bzw. das niederländische Wirtschaftsministerium die jährlichen Erdgasförderungsmengen begrenzt. Zuletzt wurde die bereits begrenzte Fördererlaubnis am 24. Juni 2016 nochmals weiter eingeschränkt. Diese Entscheidung ist mit dem niederländischen Kabinettsbeschluss vom 23. September 2016 bestätigt worden (vgl. NAM 2016b). Vor dem Hintergrund der andauernden Debatte werden allerdings weitere Einschränkungen der L-Gas-Förderung befürchtet. Diese könnten letztlich sogar dazu führen, dass eine Markträumung (Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage) im europäischen L-Gas-Markt ausbleibt. Wird das Angebot kurzfristig so stark verknappt, dass die bestehende Nachfrageelastizität für eine Markträumung nicht mehr ausreicht, könnte der L-Gas-Markt versagen.

Mittlerweile dürfte das Gasfeld Groningen in der Förderung soweit eingeschränkt sein, dass nahezu jede weitergehende Förderbeschränkung die bestehenden technischen Konvertierungskapazitäten überfordert. Zu den erneuten Einschränkungen der niederländischen Erdgasförderung im Juni 2016 gab der niederländische Fernleitungsnetzbetreiber aber noch Entwarnung. Bei einem Produktionsniveau von 234 TWh<sup>2</sup> pro Jahr sei die Versorgung in einem durchschnittlichen Jahr abgedeckt. Im Falle eines kälteren Winters ist es allerdings notwendig, bis zu 58,6 TWh<sup>2</sup> pro Jahr zusätzliches Gas in Groningen zu fördern (vgl. Energate 2016). Die geplante Erweiterung der Konvertierungskapazität in den Niederlanden in 2019 könnte also Ausgangspunkt für eine

weitere Reduktion der Gasförderung in Groningen sein, die aktuell aus Gründen der europäischen L-Gas-Versorgungssicherheit nicht möglich wäre.

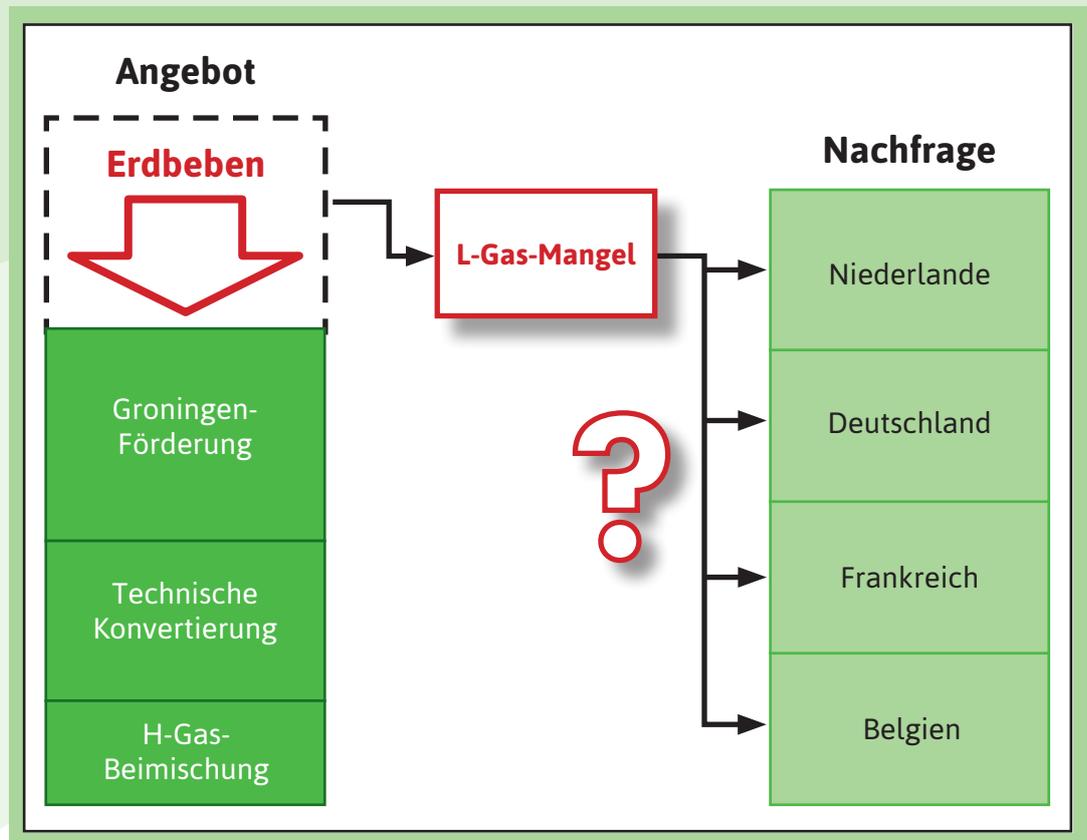
Der Bau weiterer Konvertierungskapazitäten in den Niederlanden zeigt, dass ein Rückgang der Förderung von L-Gas-Mengen in Groningen bislang auch durch die Niederlande ausgeglichen wird. Für die deutsche L-Gas-Versorgung besteht allerdings das Risiko, dass die Niederlande die Förderung einschränken, ohne die eigenen Konvertierungskapazitäten zu erweitern. In einem solchen Fall könnte der L-Gas-Mangel Deutschland treffen (siehe Abbildung 4). Verhindert wird ein L-Gas-Mangel in europäischen L-Gas-Märkten bislang durch bestehende L-Gas-Lieferverträge. Mehrfach haben die Niederlande sich zu diesen Lieferverpflichtungen bekannt, an denen sich offenkundig der Fahrplan zur Reduktion der deutschen L-Gasimporte orientiert. Werden die Lieferverträge aufgelöst, können die Niederlande die L-Gas-Exporte nach Deutschland jedoch stärker als geplant einschränken. Kurzfristig wäre ein Marktversagen vermutlich kaum zu vermeiden. Bei ausreichendem Vorlauf könnten auf die deutschen Letztverbraucher mittel- bis langfristig hohe Kosten durch den Aufbau technischer Konvertierungskapazitäten oder einer kostensteigernden Beschleunigung der Marktraumumstellung, sofern überhaupt möglich, zukommen. Immerhin können für die technische Konvertierung von H-Gas auf L-Gas Kosten entstehen, die bei über 5 EUR pro MWh<sup>3</sup> liegen. Bei L- und H-Gas-Preisen zwischen 11 und 15 EUR pro MWh entspräche dies einer Preissteigerung zwischen 33 und 50 Prozent.

<sup>2</sup> Zur Umrechnung von Mrd. m<sup>3</sup> in TWh wurde ein Brennwert von 9,7692 kWh/m<sup>3</sup> angenommen.

<sup>3</sup> Eigene Berechnungen auf Basis einer Studie der TU Clausthal im Auftrag der Nowega GmbH (vgl. TU Clausthal 2013).

## Probleme und Ziele

**Abbildung 4:**  
L-Gas-Mangel  
trifft Land mit of-  
fenen Positionen



Quelle: Eigene Darstellung

Die Auflösung der L-Gas-Lieferverträge stellt also bei kurzfristiger Reduktion der L-Gas-Importe ein Risiko für die Versorgungssicherheit und mittel- bis langfristig ein Risiko für die Bezahlbarkeit der L-Gas- bzw. bei Sozialisierung der gesamten Erdgasversorgung dar.

In den Vordergrund gerückt ist das Risiko der Auflösung von L-Gas-Lieferverträgen erst mit der sukzessiven Absenkung des Konvertierungsentgelts. Mit Absenkung des Entgelts können sich für Gashändler oder -Lieferanten wirtschaftliche Anreize ergeben, bisherige L-Gas-Importmengen durch H-Gas-Mengen zu ersetzen. Immerhin gestattet ihnen das Konver-

tionierungssystem H-Gas zu beschaffen, um L-Gas zu liefern. Ist das Entgelt zu niedrig bemessen, könnte es also lukrativ sein, L-Gas-Mengen bzw. -Verträge an niederländische Marktakteure zurück zu verkaufen. Die hohen Konvertierungskosten würden schließlich durch die MGV über die Konvertierungsumlage sozialisiert.

**Um die Verfügbarkeit von L-Gas in Deutschland zu erhalten und damit die identifizierten Risiken zu vermeiden, sollten deshalb Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Gashändler oder -Lieferanten zur Beibehaltung der L-Gas-Lieferverträge motivieren.**

### 3.2. Unterschreitung erforderlicher L-Gas-Speicherfüllstände im Winter

Zur Deckung einer Spitzenlast der L-Gas-Kunden ist im Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 eine Ausspeicherleistung in Höhe von 23 GW zwingend erforderlich. Diese Leistungsfähigkeit steht in den L-Gas-Speichern nur bei einem Füllstand über 50 Prozent zur Verfügung (siehe hierzu Abschnitt 2.2). Zur Gewährleistung einer sicheren L-Gas-Versorgung ist dies allerdings noch nicht ausreichend. In der Energieversorgung hat sich das sogenannte N-1-Kriterium durchgesetzt, welches eine Mindestredundanz des Versorgungssystems vorschreibt. Demnach soll die Versorgung auch dann noch gewährleistet sein, wenn zum Zeitpunkt einer Spitzenlast die größte einzelne (Gas-)Infrastruktur ausfällt.

Die größte einzelne Gasinfrastruktur in der deutschen L-Gas-Versorgung ist der Importpunkt (GÜP) Zevenaar/Winters-

wijk. Dieser Importpunkt umfasst eine Kapazität von 27 GWh/h. Zwar beträgt die Leistungsfähigkeit der deutschen Gasspeicher 33 GW. Allerdings sind davon bereits 23 GW zur Deckung der Spitzenlast ohne N-1-Fall erforderlich. In den L-Gas-Speichern stehen demzufolge bei einem Füllstand von 100 Prozent nur 10 GW als Redundanz zur Verfügung. Ein Ausfall des Grenzübergangspunktes Zevenaar/Winterswijk zu Zeiten einer Spitzenlast führt also selbst bei vollen Speichern zu einer Versorgungsunterbrechung in Höhe von 17 GW. Ein Anteil von über 21 Prozent des deutschen L-Gas-Marktes könnte bei einem solchen Ausfall demnach nicht mehr versorgt werden.

**Um Versorgungsunterbrechungen bei technischen Ausfällen (z. B. eines Importpunktes) zu minimieren, sollte deshalb in Hochlastzeiten eine L-Gas-Leistungsreserve bzw. -Sicherheitsreserve in L-Gas-Speichern vorgehalten werden.**



© panthermedia.net / Mechthild Bach

## Probleme und Ziele

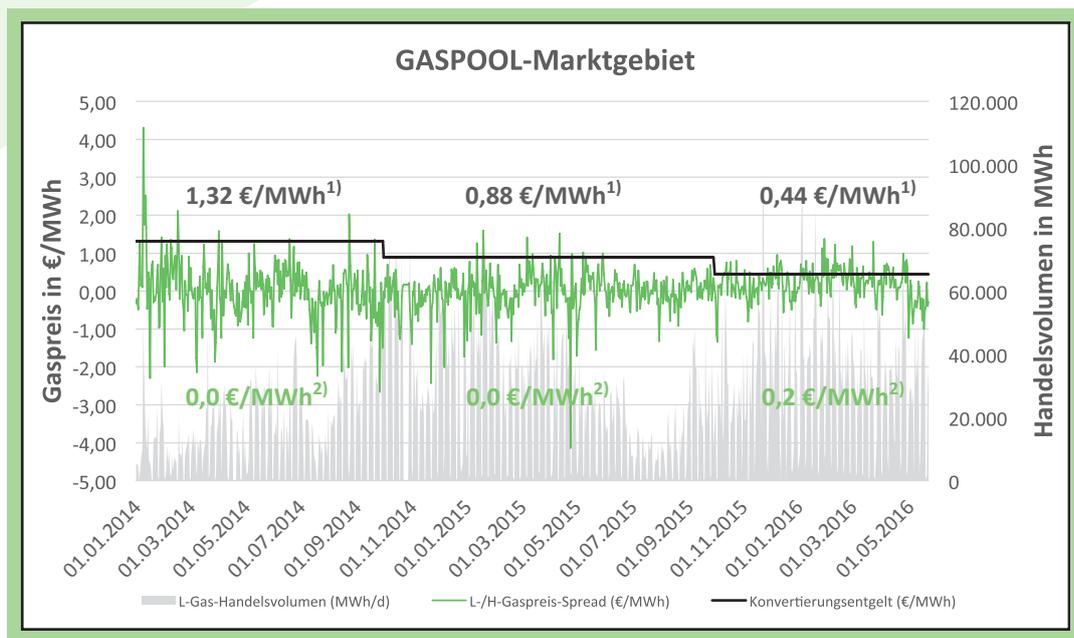
### 3.3. Effizienzverluste durch Aufgabe des optimalen Marktdesigns

Im Zusammenhang mit dem Konvertierungsentgelt bieten die zwei Marktgebiete eine geeignete Grundlage zur Problemanalyse. Während im GPL-Marktgebiet von Gashändlern nach wie vor L-Gas weitestgehend bedarfsgerecht beschafft wird, wurde im NCG-Marktgebiet Anfang 2016 zunehmend die kommerzielle Konvertierung in Anspruch genommen. Anstelle der Gashändler musste NCG signifikante L-Gasmengen zur Belieferung der L-Gas-Kunden beschaffen, weil die Gashändler H-Gas in das Marktgebiet einspeisten. Damit verbunden waren vor allem Nachteile ohne erkennbare

Vorteile, wie die nachfolgende Analyse zeigt. Dabei ist zu beachten, dass die von INES durchgeführte Analyse auf den veröffentlichten Zahlen der European Energy Exchange (EEX) beruht und die Interpretationen daraus abgeleitet sind.

Anhand der vorliegenden Zahlen lässt sich feststellen, dass trotz hoher Konvertierungsentgelte in den Jahren 2014 und 2015 die mittlere Differenz zwischen den L- und H-Gaspreisen (L-/H-Gaspreis-Spread) im GPL-Marktgebiet bei 0,0 EUR pro MWh lag (siehe Abbildung 5).

**Abbildung 5:**  
Konvertierungsentgelt und L-/H-Gaspreis-Spread im GPL-Marktgebiet



<sup>1)</sup> Konvertierungsentgelt im Marktgebiet GASPOOL. <sup>2)</sup> Mittlerer L-/H-Gaspreis-Spread im Zeitraum eines konstanten Konvertierungsentgelts. Quelle: EEX (2016), eigene Darstellung

Ein L-Gas-Lieferant, der am Spotmarkt L-Gas zur Belieferung beschaffte, war also nicht schlechter gestellt als ein H-Gas-Lieferant, der zur H-Gas-Belieferung H-Gas einkaufte. Die Preise waren im Mittel gleich. Preisunterschiede beim Endkunden sind demzufolge trotz Konvertierungsentgelt nicht auf die Großhandelspreise zurückzuführen. Das Konvertierungsentgelt motivierte lediglich

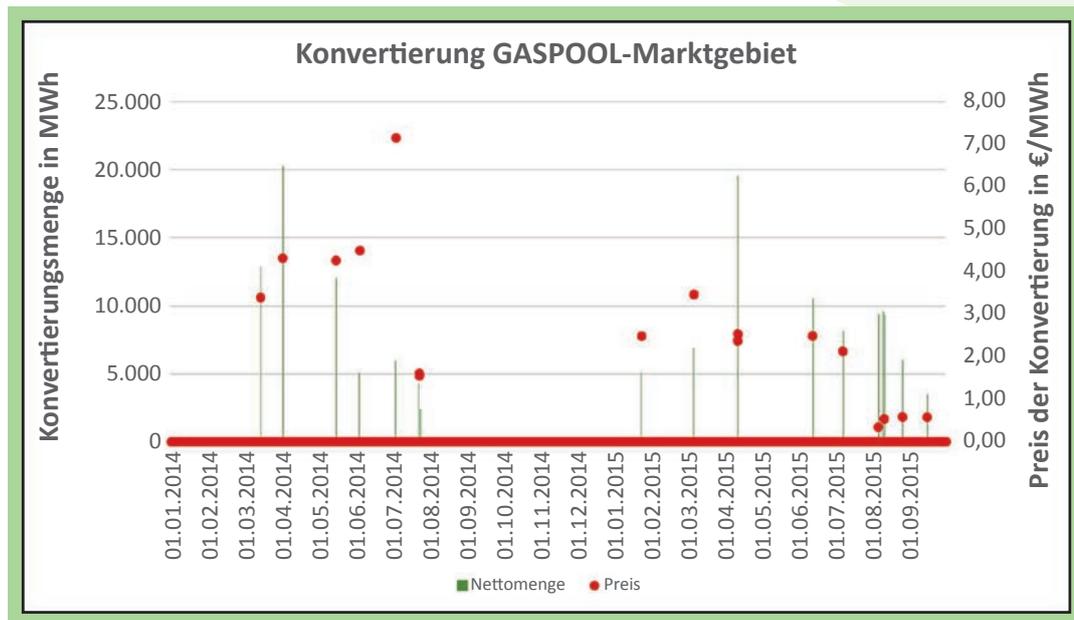
zur bedarfsgerechten Beschaffung von L-Gas.

Ende 2015 und Anfang 2016 sank das Konvertierungsentgelt im GPL-Marktgebiet auf 0,44 EUR pro MWh ab. Erst in dieser Zeit stieg der mittlere L-/H-Gaspreis-Spread auf 0,2 EUR pro MWh. L-Gas wurde also in der Zeit einer weitergehenden Reduktion des Konvertierungsent-

gelts 0,2 EUR pro MWh teurer als H-Gas. Eine Beschaffung von H-Gas zur Belieferung von L-Gas war in diesem Zeitraum allerdings immer noch weitestgehend unwirtschaftlich. Es lohnte sich demnach im GPL-Marktgebiet nicht, dauerhaft mit eingekauftem H-Gas L-Gas zu handeln bzw. zu liefern, weil die Beschaffung von H-Gas zuzüglich Konvertierungsentgelt teurer war als L-Gas einzukaufen.

Die Konvertierungsaktivitäten vom Marktgebietsverantwortlichen GASPOOL spiegeln diesen Zusammenhang im Betrachtungszeitraum wider. Die maximal von GASPOOL an einem Tag konvertierte Gasmenge zwischen dem 1. Januar 2014

und 30. September 2015 lag bei ca. 20 GWh (siehe Abbildung 6). Das maximale Handelsvolumen eines Tages am Spotmarkt lag im gleichen Zeitraum bei rund 95 GWh. Der maximale Tagesverbrauch der L-Gaskunden im GPL-Marktgebiet kann für das Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 auf ca. 490 GWh<sup>4</sup> pro Tag geschätzt werden. GASPOOL konvertierte demzufolge nur verschwindend geringe Gasmengen, die knapp 5 Prozent des geschätzten Tagesspitzenverbrauchs der L-Gas-Kunden im Marktgebiet ausmachen. Der Gashandel fand also im GPL-Marktgebiet mit wenigen Ausnahmen qualitätsspezifisch statt.



**Abbildung 6:**  
Konvertierungsmengen und -Preis im GPL-Marktgebiet

Quelle: GASPOOL (2016), eigene Darstellung

<sup>4</sup> Eigene Berechnung auf Basis des GASPOOL-L-Gas-Kapazitätsbedarfs in Höhe von 27,3 GWh/h (FNB Gas 2016a, S. 93). Es wurde angenommen, dass der maximale Tagesverbrauch 18 Volllaststunden entspricht.

Ein Beleg dafür, dass das Konvertierungsentgelt lediglich als Steuerungsgröße, nicht aber als Preisaufschlag am Spotmarkt fungiert, ist die L-Gas-Preisentwicklung im Vergleich zu qualitätsunspezifischen Gas-Produkten im GPL-Marktgebiet (siehe Abbildung 7). Unabhängig von einem Konvertierungsentgelt und ungeachtet dessen Höhe,

entwickelten sich die L-Gaspreise mit den qualitätsunspezifischen Preisen im Gleichklang. Das spezifische H-Gas-Produkt wurde im Grunde nicht gehandelt. Vermutlich ist das qualitätsunspezifische Gas-Produkt und damit auch dessen Preis im Wesentlichen von H-Gas bestimmt, weshalb kein qualitätsspezifisches Produkt mehr für H-Gas be-

## Probleme und Ziele

nötigt wurde. Diese analoge Preisentwicklung bedeutet vor allem eines: L-Gas-Lieferanten haben die gleichen Möglichkeiten ihren L-Gas-Kunden wettbewerbsfähige Preise anzubieten, wie

Lieferanten auf dem H-Gas-Markt, da die Preissituation sich auf dem Spotmarkt trotz Konvertierungsentgelt nicht oder nicht wesentlich unterscheidet.

**Abbildung 7:**  
Entwicklung der L- und H-Gaspreise im GPL-Marktgebiet

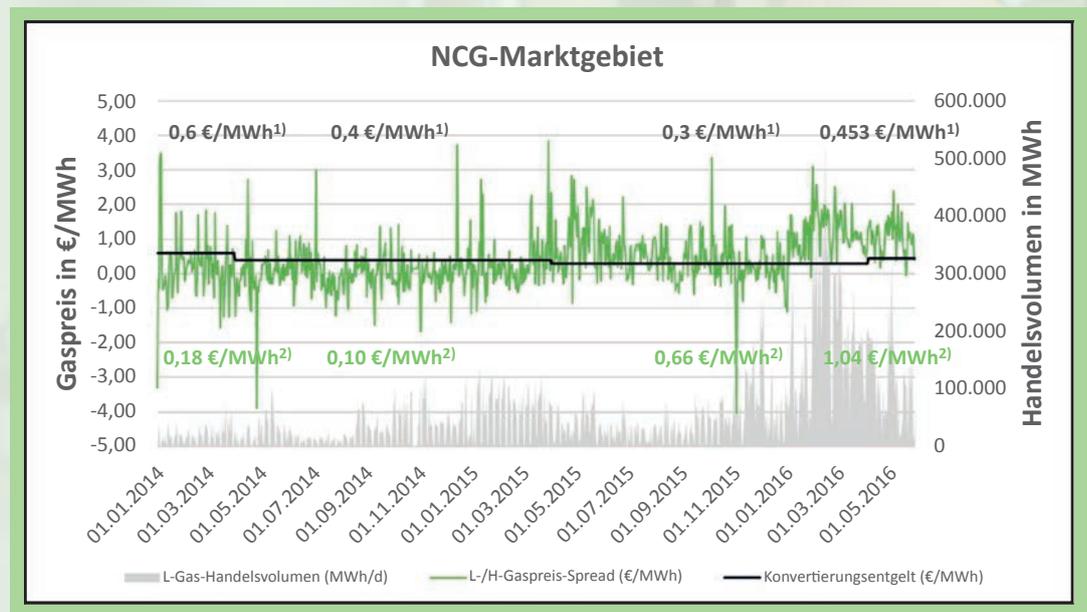


Quelle: EEX (2016), eigene Darstellung

Im NCG-Marktgebiet fand hingegen eine andere Entwicklung statt. Im Jahr 2014 und auch zu Beginn des Jahres 2015 lag

der mittlere L-/H-Gaspreis-Spread noch bei unter 0,2 EUR pro MWh (siehe Abbildung 8).

**Abbildung 8:**  
Konvertierungsentgelt und L-/H-Gaspreis-Spread im NCG-Marktgebiet



<sup>1)</sup> Konvertierungsentgelt im Marktgebiet NCG.

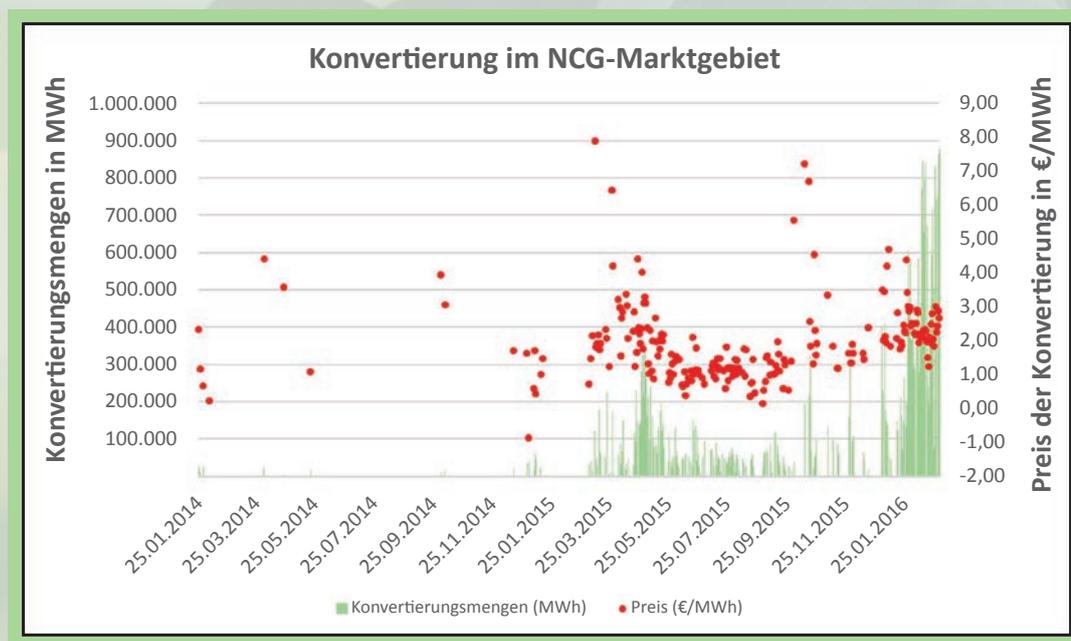
<sup>2)</sup> Mittlerer L-/H-Gaspreis-Spread im Zeitraum eines konstanten Konvertierungsentgelts.

Quelle: EEX (2016), eigene Darstellung

Für die Konvertierung über den Marktgebietsverantwortlichen musste ein Konvertierungsentgelt in Höhe von 0,60 bzw. 0,40 EUR pro MWh bezahlt werden. Die kommerzielle Konvertierung war in diesem Zeitraum für die Gashändler also keine wirtschaftliche Alternative zur qualitätsspezifischen L-Gas-Beschaffung. Spätestens mit der Reduktion des Konvertierungsentgelts auf 0,30 EUR pro MWh am 1. April 2015 stellte sich jedoch eine Marktsituation ein, in der das Konvertierungsentgelt häufig unter dem L-/H-Gaspreis-Spread

lag. Anfang 2016 entwickelte sich diese Situation nochmals weiter, als der L-/H-Gaspreis-Spread mit nur wenigen Ausnahmen das Entgelt überstieg.

Die Konsequenz aus einem Konvertierungsentgelt, das dauerhaft den L-/H-Gaspreis-Spread unterschreitet, ist in den Konvertierungsmengen zu erkennen. Die Möglichkeit zur kommerziellen Konvertierung im NCG-Marktgebiet wurde stark zunehmend von den Gashändlern in Anspruch genommen (siehe Abbildung 9).



**Abbildung 9:**  
Konvertierungs-  
mengen und  
-Preis im NCG-  
Marktgebiet

Quelle: NCG (2016), eigene Darstellung

## Probleme und Ziele

Die Konvertierungsmenge erreichte im betrachteten Zeitraum vom 25. Januar 2014 bis zum 29. Februar 2016 einen maximalen Wert von 874 GWh (29. Februar 2016). Für das NCG-Marktgebiet lässt sich der maximale Tagesverbrauch für L-Gas-Kunden auf ca. 950 GWh<sup>5</sup> im kommenden Gaswirtschaftsjahr 2016/2017 schätzen. Dass die Konvertierungsmenge rund 92 Prozent eines maximalen Tagesverbrauchs erreichte, zeigt, dass der L-Gas-Verbrauch an diesem Tag vermutlich weitestgehend durch den Marktgebietsverantwortlichen NCG beschafft worden ist.

Bisher lässt sich deshalb zusammenfassend festhalten, dass ein Konvertierungsentgelt, das unter den L-/H-Gaspreis-Spread sinkt, zu einer starken Nutzung kommerzieller Konvertierung führen kann. Der Marktgebietsverantwortliche wird im Grunde zu einem sogenannten „Single-Buyer“ für L-Gas, während die Gashändler und Lieferanten (Bilanz-

kreisverantwortliche) ihre Beschaffung auf H-Gas bzw. qualitätsunspezifisch ausrichten.

<sup>5</sup> Eigene Berechnung auf Basis des NCG-L-Gas-Kapazitätsbedarfs in Höhe von 53,0 GWh/h (FNB Gas 2016a, S. 95). Es wurde angenommen, dass der maximale Tagesverbrauch 18 Volllaststunden entspricht.

Problematisch an diesem Rollenwechsel im Zusammenhang mit der Beschaffungspflicht sind die Verteuerung des L-Gases und der damit einhergehende Anstieg des L-/H-Gaspreis-Spreads. Die starke Inanspruchnahme der kommerziellen Konvertierung und damit verbundene L-Gas-Beschaffung durch NCG Anfang 2016 führte nämlich dazu, dass die L- und H-Gaspreise sich nicht mehr wie zuvor im Gleichklang entwickelten, sondern entkoppelt wurden (siehe Abbildung 10). Der L-/H-Gaspreis-Spread im NCG-Marktgebiet lag in der Zeit zwischen dem 1. Januar 2016 und dem 29. Februar 2016 im Mittel bei 1,28 EUR pro MWh.

**Abbildung 10:**  
Entwicklung der  
L- und H-Gaspreise  
im NCG-Markt-  
gebiet

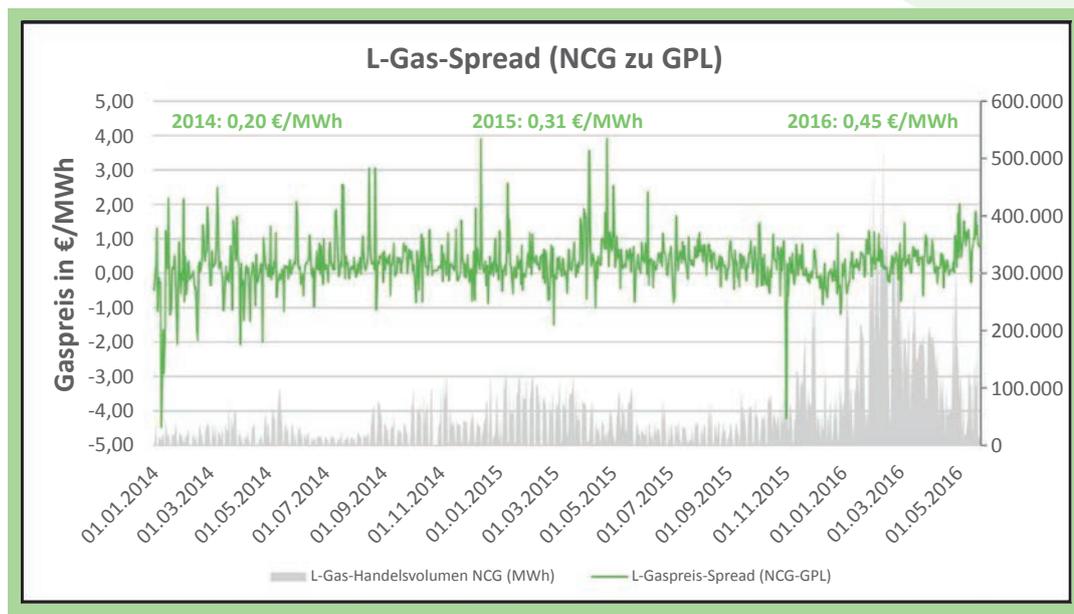


Quelle: EEX (2016), eigene Darstellung

Ein Vergleich zwischen den beiden deutschen Marktgebieten zeigt, dass es sich dabei nicht um eine allgemeine Marktentwicklung, sondern vielmehr um eine spezifische Entwicklung im NCG-Marktgebiet handelt. Zum einen weist das Marktgebiet GASPOOL im gleichen Zeitraum deutlich geringere L-/H-Gaspreis-Spreads auf und zum anderen verteuerte sich L-Gas im NCG-Marktgebiet gegenüber GASPOOL (siehe Abbildung 11).

Während in den Jahren 2014 und 2015 im NCG-Marktgebiet L-Gas im Mittel rund 0,25 EUR pro MWh teurer als im GPL-Marktgebiet war, musste in der ers-

ten Jahreshälfte 2016 (vom 1. Januar bis zum 24. Mai 2016) ein Aufschlag von rund 0,45 EUR pro MWh bezahlt werden. Damit ist der Preisunterschied um 80 Prozent angestiegen. Da sich Angebot und Nachfrage physisch nicht durch die kommerzielle Konvertierung verändern, ist diese Verteuerung vor allem auf eine ineffiziente Beschaffung des Marktgebietsverantwortlichen zurückzuführen. Vor dem Hintergrund der engen Vorgaben im Rahmen des Regenergie-Zielmodells überrascht diese Ineffizienz wenig. Wird doch den Marktgebietsverantwortlichen damit vor allem eine kurzfristige Beschaffung aufgegeben.



**Abbildung 11:**  
L-Gaspreis-Unterschied zwischen GPL und NCG

Quelle: EEX (2016), eigene Darstellung

Vor dem Hintergrund dieser Zusammenhänge lässt sich festhalten, dass eine Reduktion bis hin zum Wegfall des Konvertierungsentgelts den Marktgebietsverantwortlichen (MGV) in die Verantwortung zur bedarfsgerechten L-Gas-Beschaffung bringt. Die Gashändler und Lieferanten beschaffen in dieser Situation zunehmend, gegebenen-

falls sogar ausschließlich, H-Gas bzw. qualitätsunspezifisch für ihre L- und H-Gas-Kunden. Die ineffiziente Beschaffung des MGV bzw. „Single-Buyers“ führt in einer solchen Situation offenbar zu einer Erhöhung der L-Gaspreise am Spotmarkt. L- und H-Gaspreise, die sich zuvor im Gleichklang entwickelten, entkoppeln sich in der Folge. L-Gas wird somit

## Probleme und Ziele

zum „Premium-Produkt“. Letztlich wird damit nur eine alte Erkenntnis bestätigt: Die kollektive Intelligenz des Marktes ist effizienter als ein einzelner Nachfrager, der zudem durch Regelwerke nicht frei in seinen Beschaffungsentscheidungen ist. Dieses Marktdesign wird allerdings für den L-Gas-Markt mit einem abschmelzenden Konvertierungsentgelt und der damit verbundenen Schaffung

eines „Single-Buyers“ aufgegeben. L-Gas auf dem Großhandelsmarkt verteuert sich in der Folge zulasten der Gaskunden in Deutschland.

**Um die marktwirtschaftliche Effizienz im L-Gas-Markt zu erhalten, sollten deshalb Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Bilanzkreisverantwortliche weiterhin dazu anhalten, ihre Bilanzkreise qualitätsspezifisch und bedarfsgerecht mit L-Gas und H-Gas zu bewirtschaften, d.h. ihre Kunden qualitätsgerecht zu beliefern.**

### 3.4. Soziale Ungerechtigkeit und Wettbewerbsverzerrungen bei Umlagen

Ein Grundpfeiler der sozialen Marktwirtschaft in Deutschland ist die staatliche Umverteilungspolitik, die eine soziale Gerechtigkeit innerhalb einer kapitalistisch orientierten Wirtschaftsordnung schaffen soll. Unter diesem Gesichtspunkt ließe sich auch die Umlage von Mehrkosten der L-Gas-Versorgung rechtfertigen, die im H-Gas-Markt nicht anfallen. Kunden, die mit L-Gas versorgt werden, sollen gegenüber H-Gas-Kunden nicht mit höheren Kosten der Gasversorgung belastet werden. Die Konvertierungs- und Marktraumumstellungsumlage zeigen, dass dies politischer Wille ist.

#### **Konvertierungsumlage**

Im vorherigen Kapitel wurde aufgezeigt, dass eine Reduktion des Konvertierungsentgelts erst zu einer deutlichen Entkopplung der L- und H-Gaspreise auf der Großhandelsebene führt. Mit dem Ab-

schmelzen des Konvertierungsentgelts werden also überhaupt erst Mehrkosten im Zusammenhang mit der L-Gas-Beschaffung auf dem Großhandelsmarkt verursacht, die einen sozialen Ausgleich erfordern.

Wird der Weg hin zu einem qualitätsübergreifenden Konvertierungssystem mit zu niedrigem Konvertierungsentgelt dennoch beschritten, dann entstehen Kosten, die über die Konvertierungsumlage umverteilt werden müssen. Eine soziale Gerechtigkeit wäre in Deutschland hergestellt, wenn Transferzahlungen von H-Gas-Kunden hin zu L-Gas-Kunden stattfinden, die diese Mehrkosten der L-Gas-Beschaffung ausgleichen. Dazu müssten die Mehrkosten auf alle Gas-Kunden gleichmäßig umverteilt werden. Findet eine Umverteilung der Mehrkosten ohne Ausnahme auf alle

Gas-Kunden statt, dann muss jeder einzelne Kunde nur einen minimalen Anteil der Mehrkosten im Rahmen seiner eigenen Gasversorgung tragen. Die Bundesnetzagentur hat sich allerdings für eine Wälzung der Konvertierungsumlage auf sämtliche in die deutschen Marktgebiete eingespeisten Gasmengen entschieden. Nicht nur dieser gewählte Wälzungsmechanismus, sondern auch Ausnahmen bestimmter Gas-Kunden von der Umlage führen zu Effizienzverlusten in der Gasversorgung und Privilegien einzelner, die dem sozialen Ausgleich entgegenstehen.

Ein Privileg wurde mit der ersten Ausnahmeregelung von der Konvertierungsumlage geschaffen. Entsprechend der Konni Gas wird die Umlage auf physische Einspeisungen, für die beschränkt zuordenbare Kapazitäten (bFZK) genutzt werden, nur dann erhoben, wenn die Ausspeisung an einem Ausspeisepunkt einer anderen Gasqualität erfolgt. Das bedeutet im Klartext, dass jeder Gas-Kunde in Deutschland, der durch einen spezifischen Transportpfad ohne Umweg über den virtuellen Handelspunkt mit entsprechenden Transportkapazitäten beliefert wird, keinen Beitrag zum sozialen Ausgleich leistet. Gleiches gilt auch für Gasmengen, die durch Deutschland über beschränkt zuordenbare Kapazitäten an ausländische Kunden geliefert werden. Die Anzahl der tragenden Schultern wird damit reduziert.

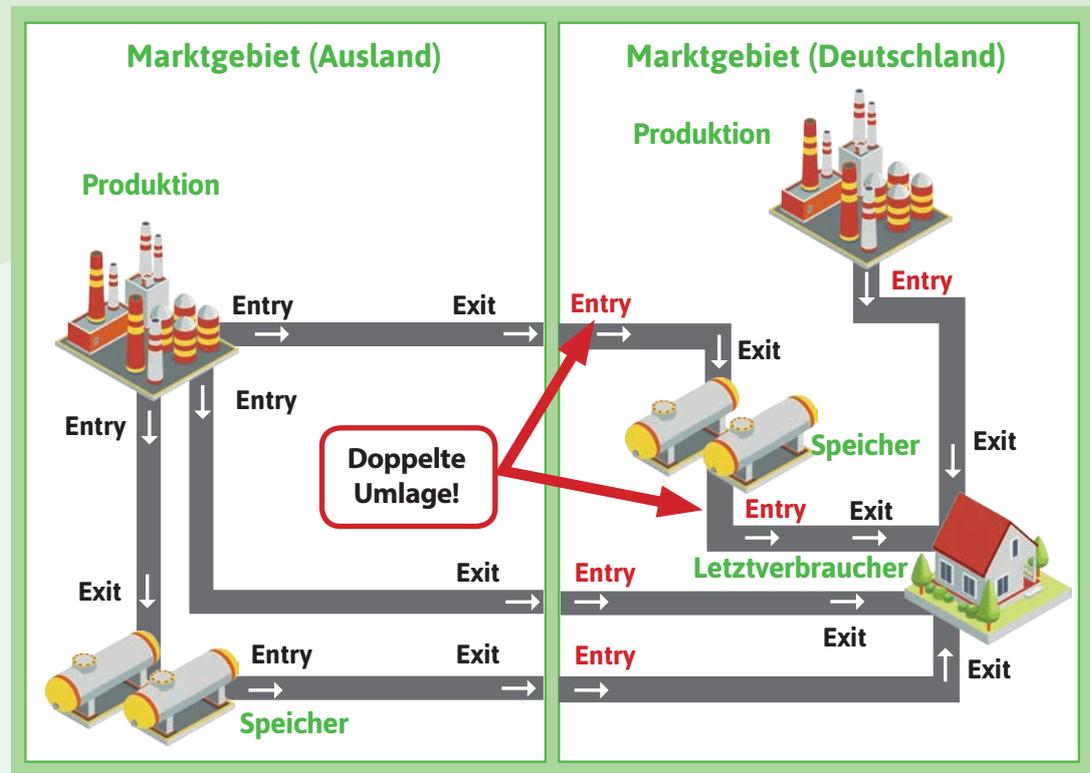
Eine zweite Ausnahme von der Konvertierungsumlage wurde für virtuelle Einspeisungen in einen Bilanzkreis geschaffen, die aufgrund von Handelsgeschäften vorgenommen werden.

Vor dem Hintergrund, dass bereits jede nach Deutschland importierte oder aus der Produktion eingespeiste Gasmenge die Umlage über eine Nominierung am Einspeisepunkt (Entry) bezahlt, eine zwingend erforderliche Ausnahme. Jeder Gasumschlag am Handelsmarkt würde ansonsten nur dazu führen, dass diese Gasmengen doppelt oder entsprechend der sogenannten „Churn-Rate“ sogar noch häufiger mit der Umlage belastet werden. Mit der Nutzung dieses mehrfach mit der Umlage belasteten Gases würde dann ein höherer Beitrag zur Umverteilung verbunden sein. Da diese mehrfache Belastung allerdings von den Gashändlern durch Reduktion der Handelstätigkeit (Umschlag) minimiert werden könnte, würde eine Umlage auf virtuelle Handelsgeschäfte letztlich zu einem massiven Einbruch des Gashandels an deutschen Handelsplätzen und damit zu einer starken Reduktion der Liquidität in den Marktgebieten führen. Die Gashändler würden sich darauf beschränken, Gasmengen aus deutschen Produktionsquellen oder über Importpunkte in die Bilanzkreise einzuspeisen, um ihre Kunden direkt zu beliefern. Ein Umschlag an den deutschen Handelsmärkten würde vermieden werden, um eine Kostenbelastung durch Mehrfachzahlung der Umlage zu verhindern.

Die gleiche Problematik, die zur Ausnahme virtueller Einspeisungen von der Konvertierungsumlage geführt hat, nämlich eine Mehrfachbelastung verbrauchten Gases zu vermeiden, entsteht auch bei Einspeisungen (Ausspeisungen) aus deutschen Gasspeichern (siehe Abbildung 12).

## Probleme und Ziele

**Abbildung 12:**  
Wettbewerbsver-  
zerrende Wirkung  
der Konvertie-  
rungsumlage

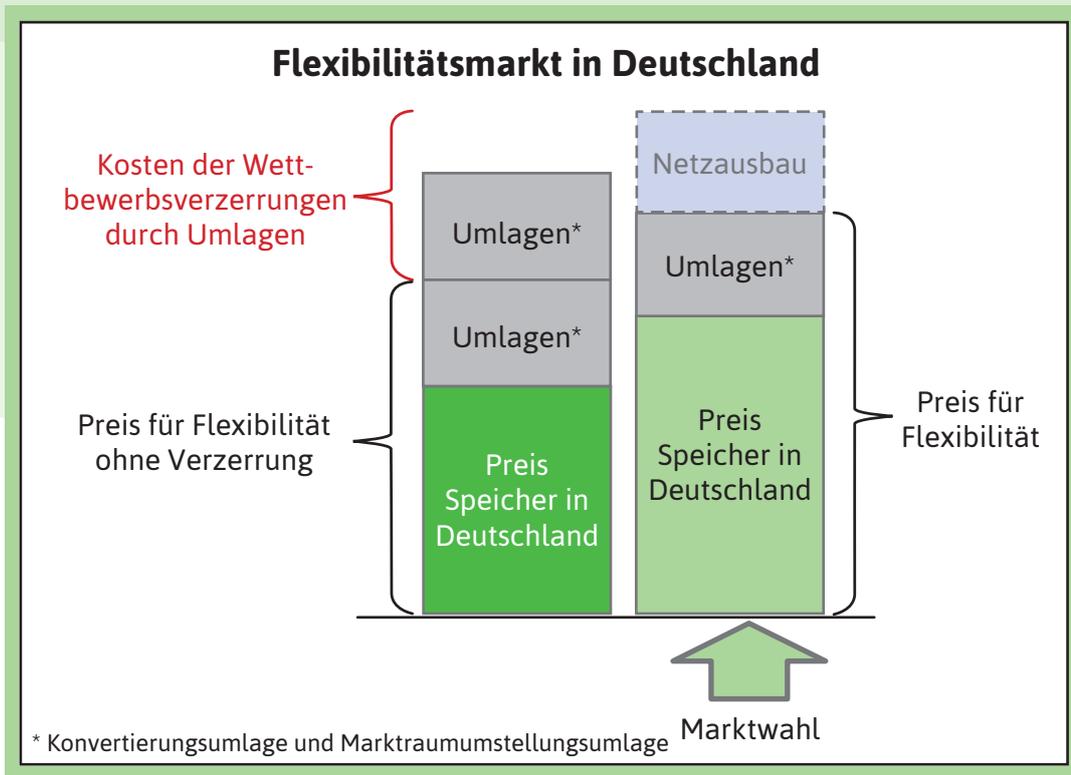


© der Grafiken: Neyro/fotolia.com

Quelle: Eigene Darstellung

Auf in Deutschland gespeichertes Gas muss bereits beim Import oder bei der Einspeisung aus einer Produktionsquelle die Konvertierungsumlage bezahlt werden. Wird dieses Gas in einem Gasspeicher zwischengelagert und wieder entnommen, dann muss entsprechend der Konni Gas (Stand: 15.07.2016) bei der Einspeisung in das Netz ein zweites Mal die Konvertierungsumlage auf das Gas entrichtet werden. Mit der Nutzung dieses mehrfach mit der Umlage belasteten Gases würde dann ein höherer Beitrag zur Umverteilung verbunden sein. Da die Marktakteure allerdings durch Nutzung ausländischer Speicher die Möglichkeit haben, diese Mehrfachbelastung zu vermeiden, werden ausländische Speicher im Wettbewerb mit deutschen Speichern

bessergestellt. Diese wettbewerbsverzerrende Ausgestaltung der Konvertierungsumlage führt in der Folge zu zwei Problemen (siehe Abbildung 13). Wenn deutsche Speicher erst durch die Konvertierungsumlage in der Nutzung teurer werden als ausländische Speicher, dann führt die nur vermeintlich richtige Marktwahl dazu, dass Gas-Kunden teurere Nutzungskosten für ausländische Speicher tragen. Die Nutzung ausländischer Speicher bringt darüber hinaus ein weiteres Problem mit sich. Verbindungsleitungen von den ausländischen Speichern zu den deutschen Gas-Kunden müssten ggf. durch zusätzlichen Netzausbau geschaffen werden, da die Flexibilität nicht mehr verbrauchsnahe aus den deutschen Speichern angeboten wird.



**Abbildung 13:**  
Kosten der Wettbewerbsverzerrung durch Umlagen

Quelle: Eigene Darstellung

Diese zusätzlichen Kosten der Gasinfrastruktur müssten durch die deutschen Gas-Kunden getragen werden. Eine Entlastung der Verbraucher durch die doppelte Umlage auf Speichergas würde sich im Übrigen dann auch nicht einstellen. Denn im Ausland gespeichertes Gas zahlt erst beim Import und damit nur einmal die Umlage.

**Um ggf. existierende Mehrkosten der L-Gas-Beschaffung sozial gerecht auf alle Gas-Letztkonsumverbraucher in Deutschland aufzuteilen und kostentreibende Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, sollten deshalb Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine rationelle Umverteilung dieser Mehrkosten auf alle Gas-Kunden sicherstellen.**

**Marktraumumstellungsumlage (MRU-Umlage)**

Zur Umverteilung der Kosten, die im Zusammenhang mit der L-/H-Gas-Marktraumumstellung stehen, hat sich die Bundesnetzagentur dazu entschieden, die zu wälzenden Kosten auf die Auspeiseentgelte umzuverteilen. Mit dieser Entscheidung sind Probleme bzw. Nachteile für die deutschen Gaskunden verbunden.

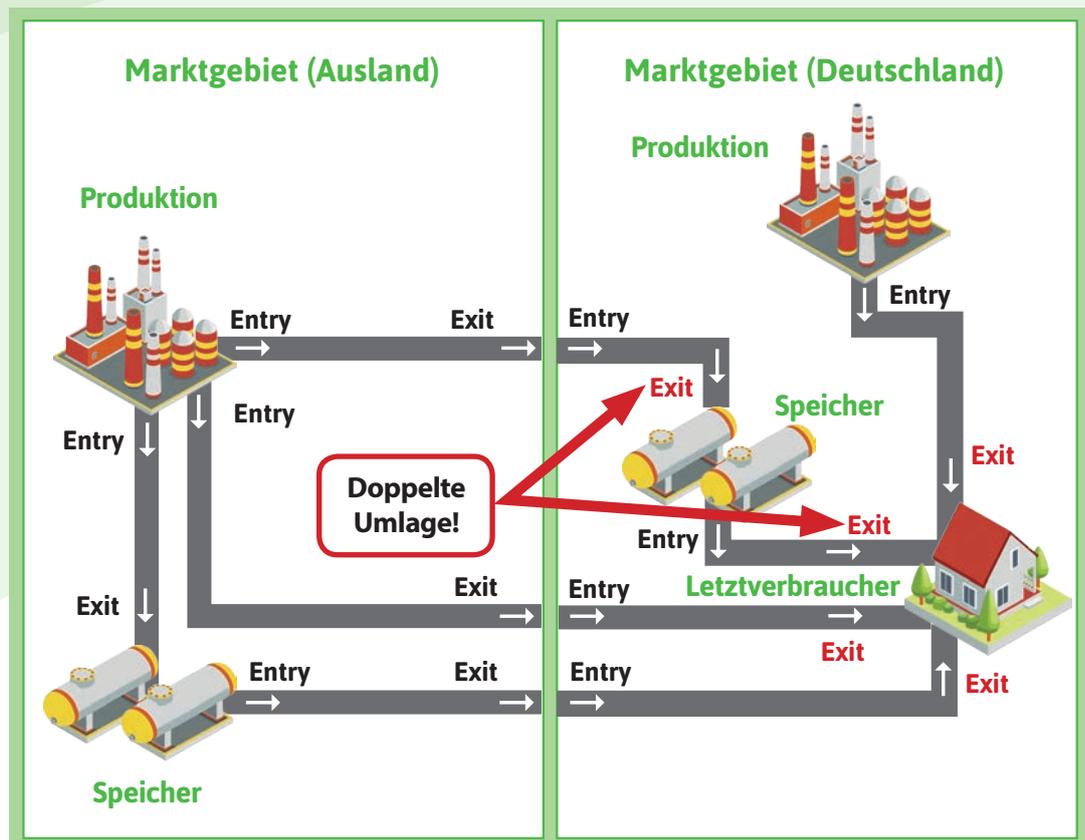
Ebenso wie bei der Konvertierungsumlage belastet die MRU-Umlage in Deutschland zwischengespeichertes Gas mehrfach. Da auch hier Gashändler bzw. Speichernutzer durch den bevorzugten Einsatz ausländischer Speicher eine Doppelbelastung der MRU-Umlage vermeiden können, wirkt die Umlage vor allem wettbewerbsverzerrend. Während auf Gas, das vor dem Verbrauch in einem deutschen Speicher lagerte, sowohl

## Probleme und Ziele

bei der Einspeicherung als auch direkt beim Verbrauch über die Exit-Entgelte die Umlage bezahlt werden muss, ist auf Gasimporte und produziertes Gas, das direkt verbraucht wird, die Umlage nur

einmal zu entrichten. Gleiches gilt damit aber eben auch für importiertes Gas aus ausländischen Speichern (siehe Abbildung 14).

**Abbildung 14:**  
Wettbewerbsverzerrende Wirkung der Marktraumumstellungsumlage



© der Grafiken: Neyro/fotolia.com

Quelle: Eigene Darstellung

Neben ggf. erforderlichen Kosten für Verbindungsleitungen zu den ausländischen Speichern, führt bereits die nur vermeintlich richtige Marktwahl zu erhöhten Kosten der Gas-Versorgung (siehe Abbildung 13). So würde beispielsweise trotz Kostenvorteilen eines deutschen Speichers ein ausländischer Speicher (z. B. im niederländischen Marktgebiet) eingesetzt werden, wenn die doppelte MRU-Umlage Flexibilität aus deutschen Gasspeichern teurer werden lässt. Gas-Kunden in Deutschland würden damit aber nicht nur erhöhte Entgelte für einen ausländischen Speicher entrichten und den dann erforderlichen Netzaus-

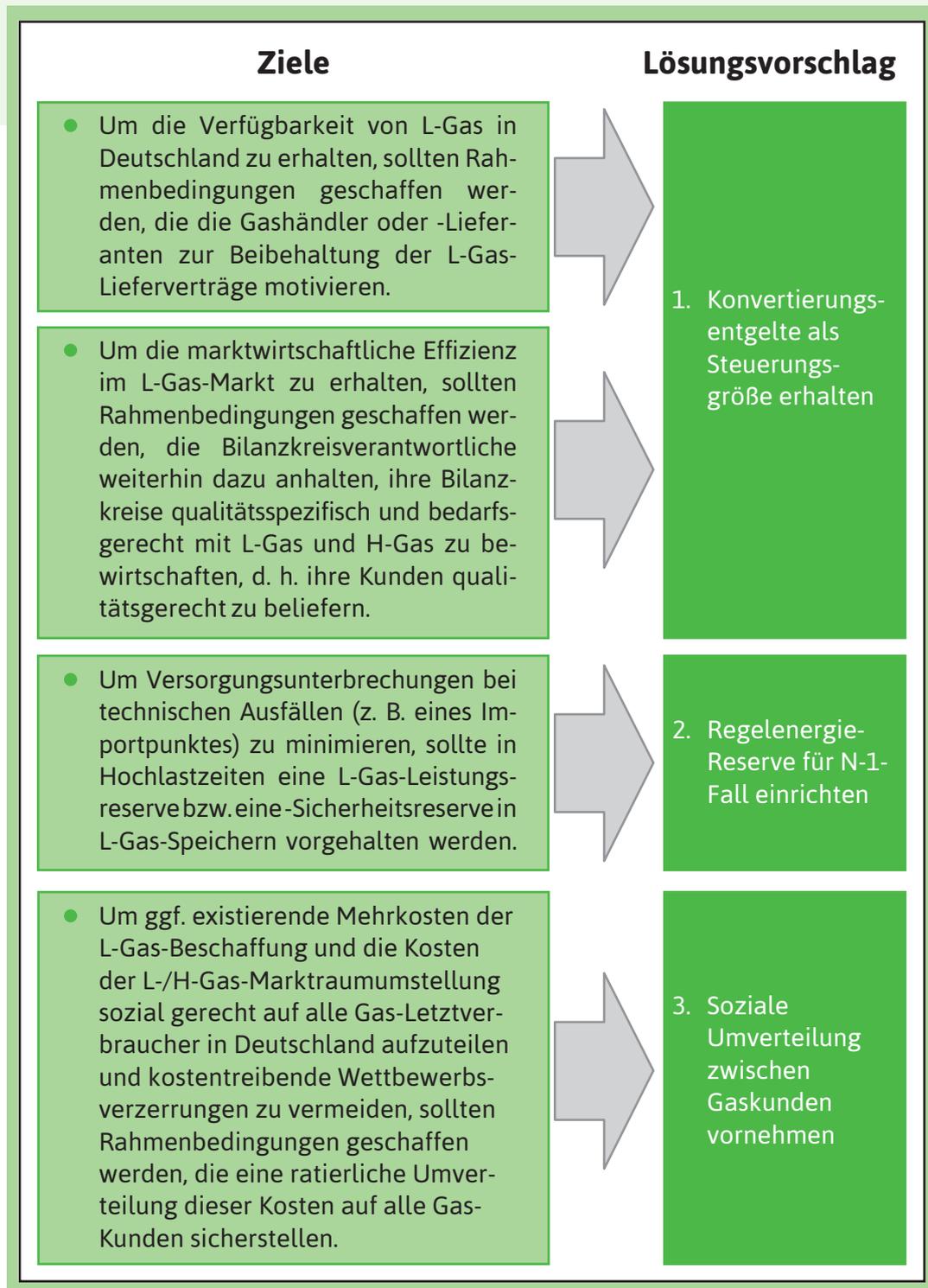
bau finanzieren müssen, sondern würden auch keine Entlastung von den Kosten der Marktraumumstellung erfahren. Denn das ausländische Speichergas wird schließlich nicht zweimal mit der Umlage belastet.

**Um die Kosten der L-/H-Gas-Marktraumumstellung sozial gerecht auf alle deutschen Gas-Kunden aufzuteilen und kostentreibende Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden, sollten deshalb Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine rätierliche Umverteilung dieser Mehrkosten auf alle Gas-Kunden sicherstellen.**

## 4. Lösungsvorschläge

Im vorangehenden Kapitel konnten in vier Handlungsfeldern Probleme identifiziert werden. Zur Lösung der Probleme wurden Ziele abgeleitet, die mit politischen Maßnahmen zu erreichen sind. In den nachfolgenden Abschnitten un-

terbreitet die Initiative Erdgasspeicher e.V. (INES) drei Vorschläge für konkrete Maßnahmen zur Zielerreichung und damit zur Lösung der identifizierten Problemstellungen (siehe Abbildung 15).



**Abbildung 15:**  
Lösungsvorschläge zur Zielerreichung

Quelle: Eigene Darstellung

## Lösungsvorschläge

### 4.1. Konvertierungsentsgelt als Steuerungsgröße erhalten

In den Abschnitten 3.1 und 3.3 wurden Probleme identifiziert, die im Zusammenhang mit den im Rahmen der Konni Gas getroffenen Regulierungsentscheidungen stehen. Darauf aufbauend wurden folgende Ziele abgeleitet, an denen das politische und regulatorische Handeln ausgerichtet werden sollte:

- Um die Verfügbarkeit von L-Gas in Deutschland zu sichern und damit die Zuverlässigkeit der L-Gasversorgung zu erhalten, sollten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die die Gashändler zur Beibehaltung der L-Gas-Lieferverträge motivieren.
- Um die marktwirtschaftliche Effizienz im L-Gas-Markt und damit die Bezahlbarkeit der L-Gasversorgung zu stärken, sollten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die Bilanzkreisverantwortliche wieder dazu anhalten (anstelle der Marktgebietsverantwortlichen) L-Gas und H-Gas bedarfsgerecht zu beschaffen.

Die Problemanalyse zeigte, dass ein qualitätsübergreifendes Gasmarktgebiet, in dem H-Gas vom Markt beschafft wird, um L-Gas zu handeln oder zu liefern, zum einen Risiken für die Gasversorgungssicherheit mit sich bringt und zum anderen zu einem Verlust der marktwirtschaftlichen Effizienz durch Schaffung eines „Single-Buyers“ führt.

Die Analysen zeigten auch, dass die Höhe des Konvertierungsentsgelts dafür entscheidend ist, ob L-Gashändler und -Lieferanten die kommerzielle Konvertierung über den Marktgebietsverantwortlichen in Anspruch nehmen.

**Vor diesem Hintergrund empfiehlt INES, das Konvertierungsentsgelt beizubehalten und in der Höhe so auszugestalten, dass die kommerzielle Konvertierung über den Marktgebietsverantwortlichen zu jedem Zeitpunkt den L-/H-Gaspreis-Spread an den jeweils im Marktgebiet liegenden Handelsplätzen übersteigt.**



## 4.2. Regelenergie-Reserve für N-1-Fall einrichten

Im Abschnitt 3.2 wurde ein Problem identifiziert, das im Grunde mit der Angebots- und Nachfrageentwicklung, insbesondere mit den Flexibilitätsanforderungen auf dem L-Gas-Markt zu begründen ist. Darauf aufbauend wurde ein Ziel abgeleitet, an dem das weitere politische und regulatorische Handeln ausgerichtet werden sollte:

- Um Versorgungsunterbrechungen bei technischen Ausfällen (z. B. eines Importpunktes) zu minimieren und damit die Zuverlässigkeit der L-Gas-Versorgung zu erhalten, sollte in Hochlastzeiten eine L-Gas-Leistungsreserve bzw. -Sicherheitsreserve in L-Gas-Speichern vorgehalten werden.

Die Problemanalyse zeigte, dass bei Spitzenlasten im L-Gas-Markt der Ausfall eines Importpunktes (z. B. Zevenaar)

erhebliche Versorgungsstörungen bei den L-Gas-Kunden verursachen kann. Versorgungsstörungen würden bei einem Ausfall des Importpunktes Zevenaar sogar dann eintreten, wenn die L-Gas-Speicher zu 100 Prozent gefüllt sind.

**Vor diesem Hintergrund empfiehlt INES, eine L-Gas-Leistungs- bzw. Sicherheitsreserve in L-Gas-Speichern einzurichten, um eine Redundanz für den N-1-Fall zu schaffen, wie sie bereits im Rahmen der EU-Verordnung (994/2010) über Maßnahmen zur Gewährleistung der Gasversorgungssicherheit für die europäischen Gasmärkte vorgeschrieben wird.**

Eine solche Reserve kann bspw. über Regelenergie-Produkte von den Marktgebietsverantwortlichen eingerichtet werden.



## Lösungsvorschläge

### 4.3. Soziale Umverteilung zwischen Gaskunden vornehmen

Im Abschnitt 3.4 wurden nachfolgende Probleme identifiziert, die mit der Umverteilung von Kosten der L-Gas-Versorgung zur Schaffung eines sozialen Ausgleichs verbunden sind. Darauf aufbauend wurden Ziele für das weitere politische und regulatorische Handeln abgeleitet.

- Um ggf. existierende Mehrkosten der L-Gas-Beschaffung und die Kosten der L-/H-Gas-Marktraumumstellung sozial gerecht auf alle deutschen Gas-Kunden aufzuteilen und kostentreibende Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden und damit letztlich die Bezahlbarkeit der Gas-Versorgung zu stärken, sollten Rahmenbedingungen geschaffen werden, die eine rätierliche Umverteilung dieser Mehrkosten auf alle Gas-Kunden sicherstellen.

Die Problemanalyse zeigte, dass in Deutschland gespeichertes Gas sowohl mit der Konvertierungsumlage als auch mit der Marktraumumstellungsumlage jeweils doppelt belastet wird. Mit der Nutzung dieses mehrfach mit den Umlagen belasteten Gases ist ein höherer Beitrag zur Umverteilung verbunden. In der Folge können sich deutsche Gasspeicher nicht mehr im Wettbewerb durchsetzen, weil im Ausland gespeichertes Gas nur einmal durch die Umlagen belastet wird und damit einen ungerechtfertigten Wettbewerbsvorteil genießt. In der Folge können die Gas-Kunden mit teureren Flexibilitätspreisen belastet sein und müssen darüber hinaus erforderlichen Netzausbau zu ausländischen Speichern mit steigenden Netzentgelten bezahlen.

Die Analysen zeigten, dass für einen gerechten sozialen Ausgleich ohne Wettbewerbsverzerrungen grundsätzlich jede verbrauchte Gasmenge nur einmal mit Umlagen belastet werden darf. Eine ausschließliche Wälzung der Umlagen auf Ausspeisepunkte zu Gas-Kunden erfüllt diese Voraussetzung. Grenzübergangspunkte, Anschlusspunkte zu Produktionsquellen und Speicheranschlusspunkte müssten demnach von den Umlagen ausgenommen werden.

Sollen die Kosten auch durch ausländische Gas-Kunden mitgetragen werden, dann wäre eine veränderte Wälzung erforderlich. Die Umlage müsste in den deutschen Marktgebieten entweder auf alle Gasimporte und Einspeisungen aus Produktionsquellen oder auf alle Gasexporte und Ausspeisungen zu Gas-Kunden erhoben werden. In beiden Fällen wären zwar durch Deutschland transportierte oder in Deutschland zwischengespeicherte Gasmengen grundsätzlich mit der Umlage nur einmal belastet. Die einmal belasteten Gasmengen hätten allerdings auf ausländischen Märkten einen Wettbewerbsnachteil gegenüber unbelasteten Gasmengen, die nicht aus Deutschland importiert wurden. Ausländische Gasinfrastrukturen (Netze und Speicher) würden dementsprechend gegenüber deutschen Gasinfrastrukturen bevorzugt genutzt werden, was zu steigenden spezifischen Netzentgelten führen würde.

**Vor diesem Hintergrund empfiehlt INES, eine rätierliche Aufteilung der Mehrkosten der L-Gas-Versorgung mit der Konvertierungs- und Marktraumumstellungsumlage auf alle Ausspeisungen zu L- und H-Gas-Kunden vorzunehmen.**

## 5. Abkürzungsverzeichnis

bFZK	Beschränkt zuordenbare Kapazitäten
BNetzA	Bundesnetzagentur
EEX	European Energy Exchange
FNB	Fernleitungsnetzbetreiber
FNB Gas	Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e.V.
GPL	GASPOOL
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
GW	Gigawatt
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	High Calorific Gas
INES	Initiative Erdgasspeicher e.V.
Konni Gas	Festlegung der Bundesnetzagentur zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Marktgebieten
L-Gas	Low Calorific Gas
MGV	Marktgebietsverantwortlicher
MRU	Marktraumumstellung
MWh	Megawattstunde
NAM	Nederlandse Aardolie Maatschappij B.V.
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NL	Niederlande
TWh	Terrawattstunden
VHP	Virtueller Handelspunkt

## 6. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Marktrolle und ihre Funktionen für die Wertschöpfungskette der Gasversorgung ...	7
Abbildung 2: Grenzübergangspunkte und Speicher im L-Gas-Markt .....	15
Abbildung 3: Probleme und Ziele in vier zentralen Handlungsfeldern .....	20
Abbildung 4: L-Gas-Mangel trifft Land mit offenen Positionen .....	22
Abbildung 5: Konvertierungsentgelt und L-/H-Gaspreis-Spread im GPL-Marktgebiet .....	24
Abbildung 6: Konvertierungsmengen und -Preis im GPL-Marktgebiet .....	25
Abbildung 7: Entwicklung der L- und H-Gaspreise im GPL-Marktgebiet .....	26
Abbildung 8: Konvertierungsentgelt und L-/H-Gaspreis-Spread im NCG-Marktgebiet .....	27
Abbildung 9: Konvertierungsmengen und -Preis im NCG-Marktgebiet .....	28
Abbildung 10: Entwicklung der L- und H-Gaspreise im NCG-Marktgebiet .....	29
Abbildung 11: L-Gaspreis-Unterschied zwischen GPL und NCG .....	30
Abbildung 12: Wettbewerbsverzerrende Wirkung der Konvertierungsumlage .....	32
Abbildung 13: Kosten der Wettbewerbsverzerrung durch Umlagen .....	33
Abbildung 14: Wettbewerbsverzerrende Wirkung der Marktraumumstellungsumlage .....	34
Abbildung 15: Lösungsvorschläge zur Zielerreichung .....	36

## 7. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Der Markt für L-Gas-Arbeit in Deutschland .....	8
Tabelle 2: Must-Run-Leistung .....	10
Tabelle 3: L-Gas-Flexibilitätsbedarf .....	11
Tabelle 4: Maximales Flexibilitätsangebot aus L-Gas-Importen .....	12
Tabelle 5: Maximales Flexibilitätsangebot aus L-Gas-Produktion und -Konvertierung .....	13
Tabelle 6: Deutsche L-Gas-Speicher .....	14
Tabelle 7: Konvertierungsentgelte (H-Gas zu L-Gas) der Marktgebiete 2012-2017 .....	17
Tabelle 8: Konvertierungsumlage der Marktgebiete vom 01.10.2015 bis zum 31.03.2017 .....	19

## 8. Literaturverzeichnis

BUNDESNETZAGENTUR (2016):  
Umstellung von L- auf H-Gas (Marktraumumstellung), online unter:  
<http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Verbraucher/NetzanschlussUndMessung/UmstellungGasbeschaffenheit/UmstellungGasqualitaet-node.html>  
[Zugriff am 14.04.2016].

BUNDESNETZAGENTUR (2012a):  
Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten (Verfahrensbeteiligte: NetConnect Germany GmbH & Co. KG und Evonik Degussa GmbH), online unter:  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1411/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2011/2011\\_0001bis0999/2011\\_001bis099/BK7-11-002\\_BKV/BK7-11-002\\_Festlegungs\\_Beschluss.html?nn=266780](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_001bis099/BK7-11-002_BKV/BK7-11-002_Festlegungs_Beschluss.html?nn=266780)  
[Zugriff am 14.04.2016].

BUNDESNETZAGENTUR (2012b):  
Beschluss in dem Verwaltungsverfahren wegen Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten (Verfahrensbeteiligte: GASPOOL Balancing Services GmbH und Evonik Degussa GmbH), online unter:  
[http://www.bundesnetzagentur.de/cln\\_1411/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2011/2011\\_0001bis0999/2011\\_001bis099/BK7-11-002\\_BKV/BK7-11-002\\_Festlegungs\\_Beschluss.html?nn=266780](http://www.bundesnetzagentur.de/cln_1411/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK7-GZ/2011/2011_0001bis0999/2011_001bis099/BK7-11-002_BKV/BK7-11-002_Festlegungs_Beschluss.html?nn=266780)  
[Zugriff am 14.04.2016].

BDEW - BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V., VKU – VERBUND KOMMUNALER UNTERNEHMEN E.V, GEODE (2016):  
Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen, online unter:  
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Kooperationsvereinbaru-Gas](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Kooperationsvereinbaru-Gas)  
[Zugriff am 17.11.2016].

ENERGATE (2016):  
Kabinettsbeschluss - Niederlande kürzen Förderung in Groningen, online unter:  
<http://www.energate-messenger.de/news/165770/niederlande-kuerzen-foerderung-in-groningen>  
[Zugriff am 18.11.2016]

FNB GAS - VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E. V. (2016a):  
Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2016, online unter:  
[http://www.fnbgas.de/files/2016\\_04\\_01-entwurf\\_nep-gas-2016.pdf](http://www.fnbgas.de/files/2016_04_01-entwurf_nep-gas-2016.pdf)  
[Zugriff am 15.11.2016]

FNB GAS - VEREINIGUNG DER FERNLEITUNGSNETZBETREIBER GAS E.V. (2016b):  
Entwicklungen im L-Gas / Konvertierungsentgelt. Vortrag auf dem Workshop der Bundesnetzagentur zum deutschen Konvertierungssystem am 6. April 2016.

NAM - NEDERLANDSE AARDOLIE MAATSCHAPPIJ BV (2016a):  
Winningsplan Groningen Gasveld 2016, online unter:  
[http://www.nam.nl/algemeen/mediatheek-en-downloads/winningsplan-2016/jcr\\_content/par/textimage\\_996696702.stream/1461000524569/c5b8555b0a-c589647e5e2b88bf0b8b8971ee01d7199512a68092a81a5179c30b/winningsplan-groningen-2016.pdf](http://www.nam.nl/algemeen/mediatheek-en-downloads/winningsplan-2016/jcr_content/par/textimage_996696702.stream/1461000524569/c5b8555b0a-c589647e5e2b88bf0b8b8971ee01d7199512a68092a81a5179c30b/winningsplan-groningen-2016.pdf)  
[Zugriff am 22.11.2016].

NAM – NEDERLANDSE AARDOLIE MAATSCHAPPIJ BV (2016b):  
Kabinettsbesluit Winningsplan vom 23. September 2016, online unter:  
<http://www.nam.nl/gas-en-oliewinning/groningengasveld/kabinettsbesluit-winningsplan.html>  
[Zugriff am 15.11.2016].

TU-CLAUSTHAL (2013): Alternativen für die Sicherstellung der Gasversorgung in heutigen L-Gas-Versorgungsgebieten.

## IMPRESSUM

Initiative Erdgasspeicher e.V.  
Glockenturmstraße 18  
14053 Berlin

Telefon: +49 (0)30 36418-086  
Telefax: +49 (0)30 36418-255  
E-Mail: [info@erdgasspeicher.de](mailto:info@erdgasspeicher.de)

**Vereinsregister:**  
Amtsgericht Charlottenburg VR 33002 B

**Vorstand im Sinne des § 26 BGB:** Bernd Protze (Vorsitzender), Claus Obholzer (stellv. Vorsitzender), Holger Staisch, Peter Schmidt

**Besonderer Vertreter gemäß § 30 BGB:** Sebastian Bleschke (Geschäftsführer)

**Verantwortlich für den Inhalt gem. § 5 TMG:**  
Initiative Erdgasspeicher e.V.

**Haftungsausschluss:**  
Der Autor übernimmt keinerlei Gewähr für die Aktualität, Korrektheit, Vollständigkeit oder Qualität der bereitgestellten Informationen. Haftungsansprüche gegen den Autor, welche sich auf Schäden materieller oder ideeller Art beziehen, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen bzw. durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen verursacht wurden, sind grundsätzlich ausgeschlossen, sofern seitens des Autors kein nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden vorliegt

