

# **Umsetzungsbericht 2017 der Fernleitungsnetzbetreiber**

Ansprechpartner:  
Nils Grabbe

[info@fnb-gas.de](mailto:info@fnb-gas.de)

Berlin, 31.03.2017

- 1. bayernets GmbH**  
Poccistraße 7  
80336 München
- 2. Fluxys Deutschland GmbH**  
Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf
- 3. Fluxys TENP GmbH**  
Elisabethstraße 11  
40217 Düsseldorf
- 4. GASCADE Gastransport GmbH**  
Kölnische Straße 108-112  
34119 Kassel
- 5. Gastransport Nord GmbH**  
Cloppenburgstraße 363  
26133 Oldenburg (Oldb)
- 6. Gasunie Deutschland Transport Services GmbH**  
Pelikanplatz 5  
30177 Hannover
- 7. GRTgaz Deutschland GmbH**  
Zimmerstraße 56  
10117 Berlin
- 8. jordgasTransport GmbH**  
Promenade Am Alten Binnenhafen 6  
26721 Emden
- 9. Lubmin-Brandov Gastransport GmbH**  
Huttopstr. 60  
45138 Essen
- 10. NEL Gastransport GmbH**  
Kölnische Straße 108-112  
34119 Kassel
- 11. Nowega GmbH**  
Anton-Bruchhausen-Str. 4  
48147 Münster
- 12. ONTRAS Gastransport GmbH**  
Maximilianallee 4  
04129 Leipzig
- 13. OPAL Gastransport GmbH & Co. KG**  
Emmerichstraße 11  
34119 Kassel
- 14. Open Grid Europe GmbH**  
Kallenbergstraße 5  
45141 Essen
- 15. terranets bw GmbH**  
Am Wallgraben 135  
70565 Stuttgart
- 16. Thyssengas GmbH**  
Emil-Moog-Platz 13  
44137 Dortmund

Name	bayernets GmbH	
Unternehmenssitz	München	
Kunden	45 nachgelagerte Netzbetreiber (davon 12 direkt nachgelagert), 6 Speicherbetreiber sowie Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	127
Ferngasleitungsnetz	km	1.412
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	17
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	158
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.310
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	103*

\* inkl. GUP und Speicher

Name	Fluxys Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	5
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	nur marktgebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	0
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Name	Fluxys TENP GmbH	
Unternehmenssitz	Düsseldorf	
Kunden	33	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	13
Ferngasleitungsnetz	km	1.010
Verdichterstationen	Anzahl	4
Verdichtereinheiten	Anzahl	17
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	150
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	22
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.564
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	88

Name	GASCADE Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	ca. 80 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	ca. 410
Ferngasleitungsnetz	km	2.400
Verdichterstationen	Anzahl	9
Verdichtereinheiten	Anzahl	28
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 575
Grenzübergangspunkte	Anzahl	7
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	83
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	73.032
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	122

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2016  
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2015



Name	Gastransport Nord GmbH	
Unternehmenssitz	Oldenburg	
Kunden	ca. 50 nationale und internationale Transportkunden, Regionalgesellschaften und Industriekunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	39
Ferngasleitungsnetz	km	322
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	76
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	7.245
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	29



Name	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH	
Unternehmenssitz	Hannover	
Kunden	140 Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	234
Ferngasleitungsnetz	km	3.685
Verdichterstationen	Anzahl	10
Verdichtereinheiten	Anzahl	32
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	208
Grenzübergangspunkte	Anzahl	6
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	182
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	42.599
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	207



Name	GRTgaz Deutschland GmbH	
Unternehmenssitz	Berlin	
Kunden	25 Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	30
Ferngasleitungsnetz	km	1.161
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	23
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	307
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	16
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	62.843
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	231*

\* MEGAL-Wert



Name	jordgasTransport GmbH	
Unternehmenssitz	Emden	
Kunden	k.A.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	7 + Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	408
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	57
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	0
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	15.942
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2016  
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2015

## Lubmin-Brandov Gastransport

Name	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	k.A.	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	3 + Dienstleister
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 470
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	k.A.
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	k.A.



Name	NEL Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	6
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 440
Verdichterstationen	Anzahl	0
Verdichtereinheiten	Anzahl	0
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	0
Grenzübergangspunkte	Anzahl	1
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	37.362
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	31

Wir transportieren Gas.

**nowega**

Name	Nowega GmbH	
Unternehmenssitz	Münster	
Kunden	Regionalgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	59
Ferngasleitungsnetz	km	1.537
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	2
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	1
Grenzübergangspunkte	Anzahl	0
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	102
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	5.176
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	24,7



Name	ONTRAS Gastransport GmbH	
Unternehmenssitz	Leipzig	
Kunden	80 nationale und internationale Transportkunden	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	326
Ferngasleitungsnetz	km	7.000
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	5
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	38
Grenzübergangspunkte	Anzahl	4
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	448
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	34.373
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	151

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2016  
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2015



Name	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG	
Unternehmenssitz	Kassel (Hessen)	
Kunden	Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	9
Ferngasleitungsnetz	km	472
Verdichterstationen	Anzahl	1
Verdichtereinheiten	Anzahl	3
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	96
Grenzübergangspunkte	Anzahl	2
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	nur markt-gebietsintern
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	46.337
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	0



Name	Open Grid Europe GmbH	
Unternehmenssitz	Essen	
Kunden	mehr als 450 nationale und internationale Ferngasgesellschaften, Stadtwerke, Industriekunden und Gashändler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	1.650
Ferngasleitungsnetz	km	ca. 12.000
Verdichterstationen	Anzahl	27
Verdichtereinheiten	Anzahl	97
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	ca. 1.100
Grenzübergangspunkte	Anzahl	17
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	ca. 1.000
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	137.494*
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	ca. 704

\* Stand 31.12.2014



Name	terraneis bw GmbH	
Unternehmenssitz	Stuttgart	
Kunden	mehr als 150 nationale und internationale Kunden: Gasnetzbetreiber, Stadtwerke, Industriekunden und Händler	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	210
Ferngasleitungsnetz	km	1.934
Verdichterstationen	Anzahl	2
Verdichtereinheiten	Anzahl	7
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	33
Grenzübergangspunkte	Anzahl	3
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	194
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	20.855
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	75,8



Name	Thyssengas GmbH	
Unternehmenssitz	Dortmund	
Kunden	51 Netzkopplungspartner, 150 Netzanschlusskunden mit 189 NAP	
Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter	Anzahl	294
Ferngasleitungsnetz	km	4.179
Verdichterstationen	Anzahl	6
Verdichtereinheiten	Anzahl	15
Gesamtleistung der Verdichtereinheiten	MW	120
Grenzübergangspunkte	Anzahl	5
Ausspeisepunkte im Hochdrucknetz	Anzahl	1.089
Zeitgleiche Jahreshöchstlast	MWh/h	19.533
Jahresausspeisemenge an Letztverbraucher und Weiterverteiler	TWh	62

Informationen in Zeilen 1 bis 4: Stand 31.12.2016  
 Informationen in den übrigen Zeilen: Stand 31.12.2015

# Inhalt

<b>Vorwort</b>	<b>5</b>
<b>Executive Summary</b>	<b>6</b>
<b>1 Einführung</b>	<b>7</b>
1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung	7
1.2 Vorgehensweise und Zeitplan	7
<b>2 Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas</b>	<b>9</b>
<b>3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas</b>	<b>13</b>
3.1 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas	13
3.2 In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026	19
3.3 Veränderte Maßnahmen gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026	20
3.4 Entfallene Maßnahmen gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026	20
3.5 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung	21
3.6 Maßnahmen mit einer möglichen Verzögerung aufgrund des Teilneubescheides des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 vom 04.01.2017 und aufgrund weiterer Unsicherheiten im NEP-Prozess	21
<b>4 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – L-H-Gas-Umstellung</b>	<b>23</b>
4.1 Beschreibung der Situation und aktuelle Entwicklungen	23
4.2 Gasimportsituation aus den Niederlanden	24
4.3 L-Gas-Leistungsbilanz 2030	24
4.3.1 Inländische Produktion	25
4.3.2 Importe aus den Niederlanden	25
4.3.3 L-Gas-Speicher	26
4.3.4 Konvertierung	28
4.3.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten	28
4.3.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland	29
4.3.7 Kapazitive L-Gas-Bilanz GASPOOL-Marktgebiet	30
4.3.8 Kapazitive L-Gas-Bilanz NCG-Marktgebiet	31
4.4 L-Gas-Mengenbilanz	32
4.4.1 Grundsätzliche Vorgehensweise	32
4.4.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2015/16 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz	32
4.4.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland und die Marktgebiete	34
4.5 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen	41
4.6 Umstellungsbereiche	42
4.6.1 Festlegung der Umstellungsbereiche	42
4.6.2 Übersicht der Umstellungsbereiche	44

4.7	Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber bis 2027	48
4.7.1	Netzgebiet GUD	48
4.7.2	Netzgebiet Nowega	50
4.7.3	Netzgebiet GTG Nord	51
4.7.4	Netzgebiete OGE und TG	51
4.8	Umstellungsbereiche 2028 bis 2030	54
4.9	Verbleibender L-Gas-Markt 2030	56
4.10	Konvertierung	58
4.11	Weitere Aktivitäten zum L-H-Gas-Umstellungsprozess	59
<b>Anlagen</b>		<b>60</b>
<b>Glossar</b>		<b>61</b>
<b>Literatur</b>		<b>64</b>
<b>Legal Disclaimer</b>		<b>65</b>



## Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas	18
Abbildung 2:	Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz	29
Abbildung 3:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet	30
Abbildung 4:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet	31
Abbildung 5:	Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems	34
Abbildung 6:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf	36
Abbildung 7:	L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf	38
Abbildung 8:	NCG-L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf	40
Abbildung 9:	Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen	41
Abbildung 10:	Umstellungsbereiche bis 2022	44
Abbildung 11:	Umstellungsbereiche 2023 bis 2027	45
Abbildung 12:	Umstellungsbereiche 2028 bis 2030	55
Abbildung 13:	Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030	57
Tabelle 1:	Bestätigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 sowie geänderte und neue Maßnahmen des zweiten Konsultationsdokuments zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026	9
Tabelle 2:	Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 01.03.2017	14
Tabelle 3:	Kapazitätsprognose gemäß BVEG	25
Tabelle 4:	Aufteilung der L-Gas-Import-Leistung auf die Grenzübergangspunkte	26
Tabelle 5:	Speicherleistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand	27

Tabelle 6:	Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher	27
Tabelle 7:	Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz	29
Tabelle 8:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet	30
Tabelle 9:	Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet	31
Tabelle 10:	Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr	37
Tabelle 11:	GASPOOL Gas-Mengenbilanzen kaltes und durchschnittliches Jahr	39
Tabelle 12:	NCG-Gas-Mengenbilanzen kaltes und durchschnittliches Jahr	40
Tabelle 13:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche bis 2027	46
Tabelle 14:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche 2028 bis 2030	54
Tabelle 15:	Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche nach 2030	57

## Vorwort

Sehr geehrte Leserin, sehr geehrter Leser,

mit unserem Fernleitungsnetz leisten wir, die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber, einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren, umweltfreundlichen und wirtschaftlichen Energieversorgung.

Wir freuen uns, Ihnen den von den Fernleitungsnetzbetreibern erstellten Umsetzungsbericht 2017 vorzulegen. Mit diesem Dokument wird über alle laufenden Umsetzungsvorhaben aus dem letzten Netzentwicklungsplan Gas berichtet. Neben dem Netzentwicklungsplan Gas 2015 wird auch das zweite Konsultationsdokument für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 berücksichtigt. Insbesondere wird auf den jeweiligen aktuellen Planungsstand sowie auf absehbare Verzögerungen eingegangen.

Die aufgrund des stetigen Rückgangs der deutschen und der niederländischen L-Gas-Produktion erforderliche deutschlandweite L-H-Gas-Umstellungsplanung, stellt aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber ein wesentliches Element zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit mit Gas dar. Zur Darstellung der aktuellen Entwicklungen, die bisher in den jährlichen Netzentwicklungsplänen enthalten waren, wird die L-H-Gas-Umstellungsplanung im Umsetzungsbericht in einem eigenen Kapitel ausführlich behandelt.

Wie von der Bundesregierung beschlossen, werden die Fernleitungsnetzbetreiber den Umsetzungsbericht zukünftig im Wechsel mit dem Netzentwicklungsplan Gas alle zwei Jahre veröffentlichen.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank für den Umsetzungsbericht 2017 um den NEP-Gas-Datenbank-Zyklus „2016 – USB zum NEP“ erweitert. Die Datenbank steht der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen

Ihre Fernleitungsnetzbetreiber

## Executive Summary

Die Fernleitungsnetzbetreiber legen erstmals den Umsetzungsbericht gemäß § 15b EnWG zum Netzentwicklungsplan Gas vor.

Da der Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 noch nicht in der finalen Fassung vorliegt, bezieht sich dieser Umsetzungsbericht 2017 auf den Netzentwicklungsplan Gas 2015 und das am 27.02.2017 veröffentlichte zweite Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016–2026.

Die mit Veröffentlichung des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 in Betrieb genommenen, geänderten oder entfallenen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 sind im zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 dargestellt.

Gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 wurden fünf Maßnahmen in Betrieb genommen (siehe Kapitel 3.2), zwei Maßnahmen geändert (siehe Kapitel 3.3) und zwei Maßnahmen sind entfallen (siehe Kapitel 3.4). Bei einer Maßnahme ist eine Verzögerung absehbar (siehe Kapitel 3.5). In Kapitel 3.6 wird auf mögliche Verzögerungen aufgrund des Teilneubescheides des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 und aufgrund weiterer Unsicherheiten im NEP-Prozess für drei Maßnahmen hingewiesen.

Darüber hinaus berichten die Fernleitungsnetzbetreiber - analog zur Vorgehensweise bei der Erstellung der Netzentwicklungspläne - über den Stand der erforderlichen Marktraumumstellung von L-Gas auf H-Gas, die durch die zurückgehende deutsche und niederländische Erdgasproduktion erforderlich ist.

Im Rahmen der Umstellungsplanung werden L-Gas-Mengen- und Leistungsbilanzen für Deutschland und die beiden Marktgebiete GASPOOL und NCG aufgestellt. Für diese Mengen- und Leistungsbilanzen werden Vorschauen für die Aufkommensentwicklung, die Speicherentwicklung und den Verbrauch erstellt (siehe Kapitel 4.1 bis 4.4). Im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 erhöht sich der prognostizierte kumulierte Importbedarf im Zeitraum bis 2030 aus den Niederlanden von 1.245 TWh auf 1.418 TWh (durchschnittliches Jahr) deutlich.

Die Auswertungen in Kapitel 4.5 zeigen, dass die Anzahl der jährlich anzupassenden Geräte gegenüber den bisher geplanten maximal 450.000 auf rund 550.000 erhöht werden muss. In den Kapiteln 4.6 bis 4.8 erfolgt die Erläuterung der Umstellungsbereiche.

Nach Einschätzung der Fernleitungsnetzbetreiber kann die Versorgungssicherheit für die heute mit L-Gas versorgten Gebiete durch die konsequente Umsetzung der eingeleiteten L-H-Gas-Umstellung und temporäre technische Konvertierung sowie Beibehaltung des Konvertierungsentgeltes von H-Gas zu L-Gas weiterhin gewährleistet werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die termingerechte Fertigstellung von Maßnahmen zur Bereitstellung von H-Gas unter anderem von der Dauer der behördlichen Genehmigungsverfahren abhängig ist. Für die fristgerechte Durchführung des Umstellungsprozesses bei Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist es erforderlich, dass bei allen am Prozess Beteiligten die entsprechenden Ressourcen bereitgestellt werden.

# 1 Einführung

## 1.1 Rechtliche Grundlage und Aufgabenstellung

Mit der Erstellung dieses ersten Umsetzungsberichts und der Vorlage bei der Bundesnetzagentur (BNetzA) zum 1. April 2017 kommen die Fernleitungsbetreiber ihren Verpflichtungen gemäß den Vorgaben des § 15b EnWG nach.

Mit dem ersten Gesetz zur Änderung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes und zur Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts vom 10.12.2015 (BGBl. I S. 2194), in Kraft getreten am 01.01.2016, wurde unter anderem der bislang bestehende jährliche Turnus zur Vorlage eines Netzentwicklungsplans Gas durch die Fernleitungsnetzbetreiber auf nunmehr zwei Jahre erweitert. Mit dieser Änderung sollen zeitliche Überschneidungen bei der Erstellung des Netzentwicklungsplans und der Erarbeitung des Szenario Rahmens für den darauffolgenden Netzentwicklungsplan vermieden werden. Stattdessen werden die Fernleitungsnetzbetreiber verpflichtet, in den Kalenderjahren, in denen kein Netzentwicklungsplan vorzulegen ist, einen Umsetzungsbericht vorzulegen, erstmals zum 1. April 2017. Mit diesen Änderungen reagierte der Gesetzgeber auf Anregungen sowohl aus der Öffentlichkeitsbeteiligung als auch von der Agentur für die Zusammenarbeit der Regulierungsbehörden in Europa (ACER). Der Turnuswechsel soll die Nachvollziehbarkeit auf jeder Stufe der Netzplanung und damit die Akzeptanz für den erforderlichen Netzausbau in Deutschland erhöhen.

Die Umsetzungsberichte sollen im Wesentlichen eine Fortschreibung der Umsetzungsberichterstattung aus den Netzentwicklungsplänen (§ 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 4, § 15a Absatz 2 Satz 5 und 6 und § 17c Satz 2 in Verbindung mit § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 4 EnWG) sein. Gegenstand der Berichte sind alle laufenden Umsetzungsvorhaben aus dem letzten Netzentwicklungsplan, insbesondere die Vorhaben, die für die nächsten drei Jahre nach dem Umsetzungsbericht ausgewiesen sind, der tatsächliche Planungsstand sowie bei Verzögerungen die Gründe hierfür. Es sind keine neuen Bedarfsberechnungen durchzuführen [Deutscher Bundestag 2015].

Die BNetzA prüft und veröffentlicht die Umsetzungsberichte und gibt allen tatsächlichen und potentiellen Netznutzern Gelegenheit zur Äußerung. Das Ergebnis der Äußerungen kann in Vorgaben zum nächsten Netzentwicklungsplan oder in andere Regulierungsverfahren einfließen.

## 1.2 Vorgehensweise und Zeitplan

Der vorliegende Umsetzungsbericht 2017 wurde von den deutschen Fernleitungsnetzbetreibern gemeinsam in enger Abstimmung erarbeitet.

Grundlage für den Umsetzungsbericht 2017 sind der aktuell verbindliche Netzentwicklungsplan Gas 2015 und das zweite Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026, wobei die Angaben zu den Maßnahmen auf den Daten des zuletzt veröffentlichten zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 basieren.

Das Dokument ist wie folgt strukturiert:

- Kapitel 2 gibt einen Überblick über die Maßnahmen des verbindlichen Netzentwicklungsplans Gas 2015 und die geänderten und neuen Maßnahmen des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026.
- In Kapitel 3 berichten die Fernleitungsnetzbetreiber über den Stand der Umsetzung der Maßnahmen. Auf Maßnahmen mit absehbaren Verzögerungen wird gesondert eingegangen.
- Kapitel 4 behandelt mit der Entwicklung der L-Gas-Versorgung die Marktraumumstellung von L- auf H-Gas. Es enthält außerdem L-Gas-Bilanzen bis 2030 und Beschreibungen der geplanten Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber.

## 2 Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas

In diesem Umsetzungsbericht werden sowohl die bestätigten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 als auch die geänderten und zusätzlichen Maßnahmen des Netzausbauvorschlags der Fernleitungsnetzbetreiber des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026, welches am 27.02.2017 veröffentlicht wurde, betrachtet.

Im zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 sind im Vergleich zum zuletzt bestätigten Netzentwicklungsplan Gas 2015 mehrere Maßnahmen entfallen. Die Gründe für den Entfall sind im zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 beschrieben, weshalb diese Maßnahmen hier nicht weiter betrachtet werden.

Im Folgenden werden die im Umsetzungsbericht 2017 betrachteten Maßnahmen aufgelistet. Für Maßnahmen, die im Umsetzungsbericht 2017 nicht oder in einer geänderten Form betrachtet werden, sind in der Spalte „Bemerkung“ der nachfolgenden Tabelle entsprechende Hinweise enthalten:

*Tabelle 1: Bestätigte Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 sowie geänderte und neue Maßnahmen des zweiten Konsultationsdokuments zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026*

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbau gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2015	ID-Nummer	Maßnahmen gemäß Netzausbauvorschlag der FNB (2. Konsultationsdokument NEP Gas 2016-2026)	Bemerkung
1	007-01/ 009-01	VDS Quarnstedt (neu)	007-01/ 009-01	VDS Quarnstedt (neu)	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
2	011-01	Loop Fockbek-Ellund	---	---	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
3	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	
4	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf	
5	024-04c	GDRM-Anlage Arresting	024-04c	GDRM-Anlage Arresting	
6	026-06	VDS Rothenstadt	026-06	VDS Rothenstadt	
7	028-04	Leitung Forchheim-Finsing	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing	
8	028-04	Leitung Forchheim-Finsing	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3	
9	030-02	MONACO 1	030-02	MONACO 1	
10	036-04	VDS Amerdingen/ Wertingen	036-04	VDS Wertingen (VDS Amerdingen/ Wertingen)	
11	038-01	VDS Werne	038-01	VDS Werne	
12	040-05	VDS Werne	040-05	VDS Werne	
13	045-04	Leitung Epe-Legden	045-04	Leitung Epe-Legden	
14	049-07	VDS Herbstein	049-07	VDS Herbstein	
15	062-01	M+R Landshut	062-01	GDRM-Anlage Münchnerau (GDRM-Anlage Landshut)	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
16	067-02	Leitung Voigtslach-Paffrath	067-02	Leitung Voigtslach-Paffrath	
17	069-01a	Nordschwarzwaldeleitung	069-01a	Nordschwarzwaldeleitung	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
18	069-01c	M+R Ettlingen-Hägenich	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
19	069-01d	M+R Leonberg-West	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg-West	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
20	072-03	VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen	072-03	VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen	

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbau gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2015	ID-Nummer	Maßnahmen gemäß Netzausbauvorschlag der FNB (2. Konsultationsdokument NEP Gas 2016-2026)	Bemerkung
21	083-06a	NOWAL	083-07	NOWAL	
22	083-06b	NOWAL	083-07	NOWAL	
23	101-01	Konvertierung Rehden	101-01	Konvertierung Rehden	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
24	110-06	Erweiterung NEL	110-08	Erweiterung NEL	
25	111-01	Anbindung Ahlten 3	---	---	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
26	112-01	Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim	112-02	Anbindung Heilbronn (Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim)	
27	113-01	Querspange Raum Leonberg-Raum Reutlingen	---	---	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
28	115-01	VDS Scharenstetten	115-01	Ausbau VDS Scharenstetten	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
29	116-01	M+R Raum Pforzheim-Bietigheim	116-02	GDRM-Anlage Raum Heilbronn (GDRM-Anlage Raum Pforzheim-Bietigheim)	
30	117-01	M+R Raum Leonberg-Reutlingen	---	---	keine Betrachtung im USB 2017, da im NEP Gas 2016-2026 entfallen
31	119-01	M+R Achim	119-01	GDRM-Anlage Achim	
32	121-01	M+R Ganderkesee	121-01	GDRM-Anlage Ganderkesee	
33	125-01	Projekt Wedel	---	---	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
34	201-01	M+R Tachenhausen	---	---	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
35	203-02	VDS ZEELINK	203-02	VDS Verlautenheide (VDS ZEELINK)	
36	204-02	ZEELINK 1	204-02a	ZEELINK 1	
37	204-02	ZEELINK 1	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn	
38	204-02	ZEELINK 1	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert	
39	205-02	ZEELINK 2	205-02a	ZEELINK 2	
40	205-02	ZEELINK 2	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden	
41	206-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	
42	207-01	GDRM-Anlage Obermichelbach	207-02	GDRM-Anlage Obermichelbach	
43	208-01	GDRM-Anlage Rimpar	208-01	GDRM-Anlage Rimpar	
44	209-01	GDRM-Anlage Gernsheim	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)	
45	209-01	GDRM-Anlage Gernsheim	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	
46	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/ Fallingb.ostel)	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich Walsrode/ Fallingb.ostel)	Maßnahme wurde in Betrieb genommen
47	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	
48	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)	
49	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	
50	224-02	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung	224-02	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung	
51	225-02	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	225-03	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	
52	226-02	GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung)	
53	227-02	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung, sowie eine neue Leitung	227-03	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitung, sowie eine neue Leitung	Veränderte Maßnahme im USB 2017 (227-04)
54	228-02	GDRM-Anlage Hiltter und Verbindungsleitung	228-02	GDRM-Anlage Hiltter und Verbindungsleitung	
55	230-01	Umstellung des Netzgebietes Hühthum auf H-Gas	230-01	Umstellung des Netzgebietes Hühthum auf H-Gas	



Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbau gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2015	ID-Nummer	Maßnahmen gemäß Netzausbauvorschlag der FNB (2. Konsultationsdokument NEP Gas 2016-2026)	Bemerkung
56	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	
57	301-01	Überspeisung Embsen	301-01	Überspeisung Embsen	
58	302-01	Leitung Datteln-Herne	302-01	Leitung Datteln-Herne	
59	303-01	Leitung Deggendorf-Plattling	---	---	keine Betrachtung im USB 2017, da im NEP Gas 2016-2026 entfallen
60	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus	
61	305-01	Reversierung TENP	305-02	Reversierung TENP	
62	306-01	GDRM-Anlage Epe	306-02	GDRM-Anlage Legden (GDRM-Anlage Epe)	
63	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	
64	308-01	GDRM-Anlage Gernsheim	308-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)	Entfallene Maßnahme im USB 2017
65	308-01	GDRM-Anlage Gernsheim	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	
66	309-01	VDS MEGAL Rimpar	309-01	VDS MEGAL Rimpar	
67	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim	
68	311-01	Leitung Schlüchtern-Rimpar	311-01	Leitung Schlüchtern-Rimpar	
69	312-01	VDS MEGAL Rimpar	312-01	VDS MEGAL Rimpar	
70	313-01	VDS St. Hubert	---	---	keine Betrachtung im USB 2017, da im NEP Gas 2016-2026 entfallen
71	314-01	GDRM-Anlage Leeheim	314-01	GDRM-Anlage Leeheim	
72	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	
73	321-01	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung	---	---	keine Betrachtung im USB 2017, da im NEP Gas 2016-2026 entfallen
74	322-01	Leitung Weidenhausen-Gießen	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen	
75	323-01	Schieberanlage Paffrath und Verbindungsleitung	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal	
76	324-01	Schieberanlage Niederpleis und Verbindungsleitung	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung	
77	325-01	Schieberanlage Neukirchen und Verbindungsleitung	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung	
78	326-01	Schieberanlage Horrem und Verbindungsleitung	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung	
79	327-01	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung	327-02	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung	
80	328-01	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	328-02	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	
81	329-01	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	329-02	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	
82	330-01	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung	
83	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	
84	332-01	Schieberanlage Ergste und Verbindungsleitung	---	---	keine Betrachtung im USB 2017, da im NEP Gas 2016-2026 entfallen
85	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	
86	334-01	Schieberanlage Rauschendorf und Verbindungsleitung	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung	
87	335-01	GDRM-Anlage Marienheide und Verbindungsleitung, sowie Anschlussleitungen	335-01	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Marienheide)	
88	336-01	Schieberanlage Oberaden und Verbindungsleitung	336-01	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitung	
89	337-01	GDRM-Anlage Porz	337-01	GDRM-Anlage Porz	
90	338-01	GDRM-Anlage Paffrath	338-01	GDRM-Anlage Paffrath	
91	339-01	GDRM-Anlage Wiefelstede	339-01	GDRM-Anlage Wiefelstede	
92			401-01	GDRM-Anlage Wertingen	
93			402-01	Leitung Wertingen-Kötz	
94			406-01	GDRM-Anlage Amerdingen	

Lfd. Nr.	ID-Nummer	Netzausbau gemäß Änderungsverlangen der BNetzA NEP Gas 2015	ID-Nummer	Maßnahmen gemäß Netzausbauvorschlag der FNB (2. Konsultationsdokument NEP Gas 2016-2026)	Bemerkung
95			407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee	
96			408-01	Erweiterung Anlandestation Lubmin	
97			409-01	NOWAL-Leitung	
98			410-01	NOWAL GDRM-Anlagen	
99			411-01	NOWAL Verdichter	
100			412-01	Anlandestation Vierow	Veränderte Maßnahme im USB 2017 (412-02)
101			413-01	Anschluss TENP MIDAL	
102			414-01	VDS Krummhörn	
103			415-01	VDS Krummhörn	
104			416-01	VDS Legden	
105			417-02	VDS Nordschwarzwaldeleitung	
106			418-02	Erweiterung VDS Scharensteden	
107			419-01	Erweiterung GDRM-Anlage Hamborn	
108			420-01	VDS Emsbüren	
109			421-01	VDS Scheidt	
110			422-01	VDS Elten	
111			430-01	GDRM-Anlage Posthausen	
112			431-01	GDRM-Anlage Emstek	
113			432-01	Leitung Oude Statenzijl/ Bunde-Leer Mooräcker, inkl. GDRM-Anlage Bunde	
114			433-01	Systemanpassung am Leitungsnetz für die L-H-Gas-Umstellung	
115			434-01	Armaturenstation Birlinghoven und Verbindungsleitung	Entfallene Maßnahme im USB 2017
116			435-01	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	
117			436-01	Leitung Heiden-Dorsten	
118			437-01	GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung	
119			438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe	
120			439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	
121			440-01	Leitung Erfstadt-Euskirchen	
122			441-01	GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung	
123			442-01	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung	
124			443-01	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung	
125			444-01	Stationsumbau VDS Werne	
126			445-01	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitungen	
127			446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden	
128			447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen 2023-2027	
129			448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitungen	
130			449-01	Verlängerung Anbindung Heilbronn (Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim)	
131			450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule	
132			451-01	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein	

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber, Netzentwicklungsplan Gas 2015, Zweites Konsultationsdokument Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026

## **3 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas**

### **3.1 Stand der Umsetzung des Netzentwicklungsplans Gas**

Entsprechend § 15b EnWG muss der Umsetzungsbericht Angaben zum Stand der Umsetzung des zuletzt veröffentlichten Netzentwicklungsplans und, im Falle von Verzögerungen der Umsetzung, die dafür maßgeblichen Gründe enthalten. Hierzu ist der Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 sowie der geänderten und neuen Maßnahmen des Netzausbauvorschlags im zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 in der Tabelle 2 dargestellt. In der Spalte „realisierte km“ sind betriebsbereite Leitungsabschnitte aufgeführt.

Die gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 entfallenen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 und vor 2015 in Betrieb genommene Maßnahmen sind nicht mehr berücksichtigt.

**Tabelle 2: Umsetzungsstand der Netzentwicklungsplan-Maßnahmen zum 01.03.2017**

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2016	ID-Nummer im USB 2017	Maßnahme	Bundesland	heute																	geplante km	realisierte km
					2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026				
1	024-04a	024-04a	Leitung Schwandorf-Forchheim	BY																	62,0	0	
2	024-04b	024-04b	GDRM-Anlage Schwandorf	BY																			
3	024-04c	024-04c	GDRM-Anlage Arresting	BY																			
4	026-06	026-06	VDS Rothenstadt	BY																			
5	028-04a	028-04a	Leitung Forchheim-Finsing	BY																	79,0	0	
6	028-04b	028-04b	GDRM-Anlage Finsing 3	BY																			
7	030-02	030-02	MONACO 1	BY																	86,7	0	
8	036-04	036-04	VDS Wertingen (VDS Amerdingen/ Wertingen)	BY																			
9	038-01	038-01	VDS Werne	NW																			
10	040-05	040-05	VDS Werne	NW																			
11	045-04	045-04	Leitung Epe-Legden	NW																	15,0	0	
12	049-07	049-07	VDS Herbstein	HE																			
13	067-02	067-02	Leitung Voigtslach-Pafrath	NW																	23,2	0	
14	069-01a	069-01a	Nordschwarzwaldleitung	BW																	71,0	0	
15	069-01c	069-01c	GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich	BW																			
16	069-01d	069-01d	GDRM-Anlage Leonberg-West	BW																			
17	072-03	072-03	VDS Ochtrup inkl. Anbindung und GDRM-Anlagen	NW																	3,0	0	
18	083-07	083-07	NOWAL	NI																	26,0	0	
19	110-08	110-08	Erweiterung NEL	NI, MV																			
20	112-02	112-02	Anbindung Heilbronn (Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim)	BW																	40,0	0	
21	115-01	115-01	Ausbau VDS Scharenstetten	BW																			
22	116-02	116-02	GDRM-Anlage Raum Heilbronn (GDRM-Anlage Raum Pforzheim-Bietigheim)	BW																			
23	119-01	119-01	GDRM-Anlage Achim	NI																			
24	121-01	121-01	GDRM-Anlage Ganderkesee	NI																			
25	203-02	203-02	VDS Würselen (VDS Verlautenheide)	NW																			
26	204-02a	204-02a	ZEELINK 1	NW																	112,0	0	
27	204-02b	204-02b	ZEELINK 1 GDRM-Anlage Glehn	NW																			
28	204-02c	204-02c	ZEELINK 1 GDRM-Anlage St. Hubert	NW																			
29	205-02a	205-02a	ZEELINK 2	NW																	115,0	0	
30	205-02b	205-02b	ZEELINK 2 GDRM-Anlage Legden	NW																			

Legende

1 Projekt-  
idee

2 Grundlagen-  
ermittlung/ Mach-  
barkeitsprüfung

3 Entwurfsplanung/  
Raumordnungs-  
verfahren

4 Detailplanung/  
Genehmigungsplanung/  
Plangenehmigungsver-  
fahren/ Planfestellungs-  
verfahren/ Genehmigungs-  
verfahren BImSchG/  
Wegerechtserwerb

5 Materiel- und  
Leistungsbeschaffung/  
Bauvorbereitung und  
Baubeginn/  
Montage/ Bau/  
Inbetriebnahme

6 Projekt-  
abschluss/  
Fertigstellung








Erwartete Verzögerung  
bei nicht optimalem  
Verfahrensverlauf

**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme		6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
---	----------------	---	---	---	---	--	---	---	---	---	-------------------------------------	---	---

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2016	ID-Nummer im USB 2017	Maßnahme	Bundesland	heute												geplante km	realisierte km			
					2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026
31	206-02	206-02	GDRM-Anlage Mittelbrunn	RP																	
32	207-02	207-02	GDRM-Anlage Obermichelbach	BY																	
33	208-01	208-01	GDRM-Anlage Rimpar	BY																	
34	209-02a	209-02a	GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL)	HE																	
35	209-02b	209-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	HE																	
36	220-01	220-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Walsrode/ Fallingbostal)	NI																	
37	221-01	221-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Luttum bis Wolfsburg)	NI																	
38	222-02	222-02	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen/ Achim/ Delmenhorst)	NI																	
39	223-01	223-01	Umstellung auf H-Gas (Bereich: Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz)	NI																	
40	224-02	224-02	GDRM-Anlage Nordlohne und Verbindungsleitung	NI																0,3	0
41	225-03	225-03	GDRM-Anlage Legden und Verbindungsleitung	NW																0,1	0
42	226-03	226-03	GDRM-Anlage Weidenhausen und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Rechtenbach und Verbindungsleitung)	HE																1,0	0
43	227-03	227-04	GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitungen	HE																2,5	0
44	228-02	228-02	GDRM-Anlage Hilter und Verbindungsleitung	NI																0,4	0
45	230-01	230-01	Umstellung des Netzgebietes Hühum auf H-Gas	NW																1,0	0
46	300-02	300-02	Einbindung der VDS Folmhusen im H-Gas	NI																	
47	301-01	301-01	Überspeisung Embsen	NI																	
48	302-01	302-01	Leitung Datteln-Herne	NW																23,0	0
49	304-01	304-01	Reversierung West-Ost MEGAL VDS Waidhaus	BY																	
50	305-02	305-02	Reversierung TENP	BW, RP																	
51	306-02	306-02	GDRM-Anlage Legden (GDRM-Anlage Epe)	NW																	
52	307-01	307-01	GDRM-Anlage Mittelbrunn	RP																	
53	308-02b	308-02b	GDRM-Anlage Gernsheim (OGE)	HE																	
54	309-01	309-01	VDS MEGAL Rimpar	BY																	
55	310-01	310-01	GDRM-Anlage Reichertsheim	BY																	
56	311-01	311-01	Leitung Schlüchtern-Rimpar	BY																1,0	0
57	312-01	312-01	VDS MEGAL Rimpar	BY																	
58	314-01	314-01	GDRM-Anlage Leeheim	HE																	
59	320-01	320-01	Umstellung des Netzgebietes Bergheim 1 auf H-Gas	NW																1,0	0
60	322-02	322-02	Leitung Weidenhausen-Gießen	HE																9,0	0

#### Legende

	1 Projekt- idee		2 Grundlagen- ermittlung/ Mach- barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs- verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver- fahren/ Planfestellungs- verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme		6 Projekt- abschluss/ Fertigstellung		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
---	--------------------	---	---	---	--	---	--	---	--	---	--	---	---

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2016	ID-Nummer im USB 2017	Maßnahme	Bundesland	heute												geplante km	realisierte km			
					2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026
61	323-02	323-02	Umstellung Netzgebiet Aggertal	NW																0,2	0
62	324-01	324-01	Armaturenstation Niederpleis und Verbindungsleitung	NW																0,1	0
63	325-01	325-01	Armaturenstation Neukirchen und Verbindungsleitung	NW																0,1	0
64	326-02	326-02	Armaturenstation Horrem und Verbindungsleitung	NW																0,1	0
65	327-02	327-02	GDRM-Anlage Niederschelden und Verbindungsleitung	RP																0,1	0
66	328-02	328-02	GDRM-Anlage Langenscheid und Verbindungsleitung	RP																0,5	0
67	329-02	329-02	GDRM-Anlage Siegwiesen und Verbindungsleitung	NW																0,1	0
68	330-02	330-02	GDRM-Anlage Elsdorf und Verbindungsleitung	NW																0,2	0
69	331-01	331-01	GDRM-Anlage Scheidt	RP																	
70	333-01	333-01	GDRM-Anlage Asbeck und Verbindungsleitung	NW																0,1	0
71	334-02	334-02	Armaturenstation Rauschendorf und Verbindungsleitung	NW																0,1	0
72	335-01	335-01	GDRM-Anlage Kempershöhe und Verbindungsleitung (GDRM-Anlage Marienheide)	NW																12,8	0
73	336-01	336-01	Armaturenstation Oberaden und Verbindungsleitungen	NW																0,1	0
74	337-01	337-01	GDRM-Anlage Porz	NW																	
75	338-01	338-01	GDRM-Anlage Paffrath	NW																	
76	339-01	339-01	GDRM-Anlage Wiefelstede	NI																	
77	401-01	401-01	GDRM-Anlage Wertingen	BY																	
78	402-01	402-01	Leitung Wertingen-Kötz	BY																44,0	0
79	406-01	406-01	GDRM-Anlage Amerdingen	BY																	
80	407-01	407-01	GDRM-Anlage Schnaitsee	BY																	
81	408-01	408-01	Erweiterung Anlandestation Lubmin	MV																	
82	409-01	409-01	NOWAL-Leitung	NI, NW																	
83	410-01	410-01	NOWAL GDRM-Anlagen	NI, NW																	
84	411-01	411-01	NOWAL Verdichter	NI, NW																	
85	412-01	412-02	Erdgasempfangsstation Lubmin II	MV																0,2	0
86	413-01	413-01	Anschluss TENP MIDAL	RP																15,0	0
87	414-01	414-01	VDS Krummhörn	NI																	
88	415-01	415-01	VDS Krummhörn	NI																	
89	416-01	416-01	VDS Legden	NW																	
90	417-02	417-02	VDS Nordschwarzwaldleitung	BW																	
91	418-02	418-02	Erweiterung VDS Scharenstetten	BW																	
92	419-01	419-01	Erweiterung GDRM-Anlage Hamborn	NW																	

Legende

1 Projekt-  
idee

2 Grundlagen-  
ermittlung/ Mach-  
barkeitsprüfung

3 Entwurfsplanung/  
Raumordnungs-  
verfahren








4 Detailplanung/  
Genehmigungsplanung/  
Plangenehmigungsver-  
fahren/ Planfestellungs-  
verfahren/ Genehmigungs-  
verfahren BImSchG/  
Wegerechterwerb

5 Materiel- und  
Leistungsbeschaffung/  
Bauvorbereitung und  
Baubeginn/  
Montage/ Bau/  
Inbetriebnahme

6 Projekt-  
abschluss/  
Fertigstellung

Erwartete Verzögerung  
bei nicht optimalem  
Verfahrensverlauf

#### Legende

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme		6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-------------------------------------	---	---

Lfd. Nr.	ID-Nummer im NEP 2016	ID-Nummer im USB 2017	Maßnahme	Bundesland	heute												geplante km	realisierte km			
					2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023			2024	2025	2026
93	420-01	420-01	VDS Emsbüren	NI																	
94	421-01	421-01	VDS Scheidt	RP																	
95	422-01	422-01	VDS Elten	NW																	
96	430-01	430-01	GDRM-Anlage Posthausen	NI																	
97	431-01	431-01	GDRM-Anlage Emstek	NI																	
98	432-01	432-01	Leitung Oude Statenzijl/ Bunde-Leer Mooräcker, inkl. GDRM-Anlage Bunde	NI																19,0	0
99	433-01	433-01	Systemanpassung am Leitungsnetz für die L-H-Gas-Umstellung																		
100	435-01	435-01	GDRM-Anlage Altena und Verbindungsleitung	NW																0,1	0
101	436-01	436-01	Leitung Heiden-Dorsten	NW																14,7	0
102	437-01	437-01	GDRM-Anlage Dorsten und Verbindungsleitung	NW																	
103	438-01	438-01	Umbindung Speicheranbindungsleitungen Epe	NW																	
104	439-01	439-01	GDRM-Anlage Pattscheid und Verbindungsleitung	NW																0,5	0
105	440-01	440-01	Leitung Ertstadt-Euskirchen	NW																17,0	0
106	441-01	441-01	GDRM-Anlage Vinnhorst und Verbindungsleitung	NI																0,1	0
107	442-01	442-01	GDRM-Anlage Ahlten und Verbindungsleitung	NI																0,1	0
108	443-01	443-01	GDRM-Anlage Drohne und Verbindungsleitung	NI																	
109	444-01	444-01	Stationsumbau VDS Weme	NW																	
110	445-01	445-01	Armaturenstationen St. Hubert-Voigtslach und Verbindungsleitungen	NW																	
111	446-01	446-01	Umstellung Wipperfürth-Niederschelden	NW																0,1	0
112	447-01	447-01	Systemverbindungen und Anpassungen für L-H-Gasumstellungen 2023-2027	NW																	
113	448-01	448-01	GDRM-Anlage Euskirchen und Verbindungsleitungen	NW																0,1	0
114	449-01	449-01	Verlängerung Anbindung Heilbronn (Querspange Raum Pforzheim-Raum Bietigheim)	BW																25,0	0
115	450-01	450-01	Erweiterung GDRM-Anlage Steinhäule	BY																	
116	451-01	451-01	Erweiterung GDRM-Anlage Au am Rhein	BW																	

Legende

1 Projekt-  
idee

2 Grundlagen-  
ermittlung/ Mach-  
barkeitsprüfung

3 Entwurfsplanung/  
Raumordnungs-  
verfahren








4 Detailplanung/  
Genehmigungsplanung/  
Plangenehmigungsver-  
fahren/ Planfestellungs-  
verfahren/ Genehmigungs-  
verfahren BImSchG/  
Wegerechtserwerb

5 Materiel- und  
Leistungsbeschaffung/  
Plangenehmigung und  
Baubeginn/  
Montage/ Bau/  
Inbetriebnahme

6 Projekt-  
abschluss/  
Fertigstellung

Erwartete Verzögerung  
bei nicht optimalem  
Verfahrensverlauf

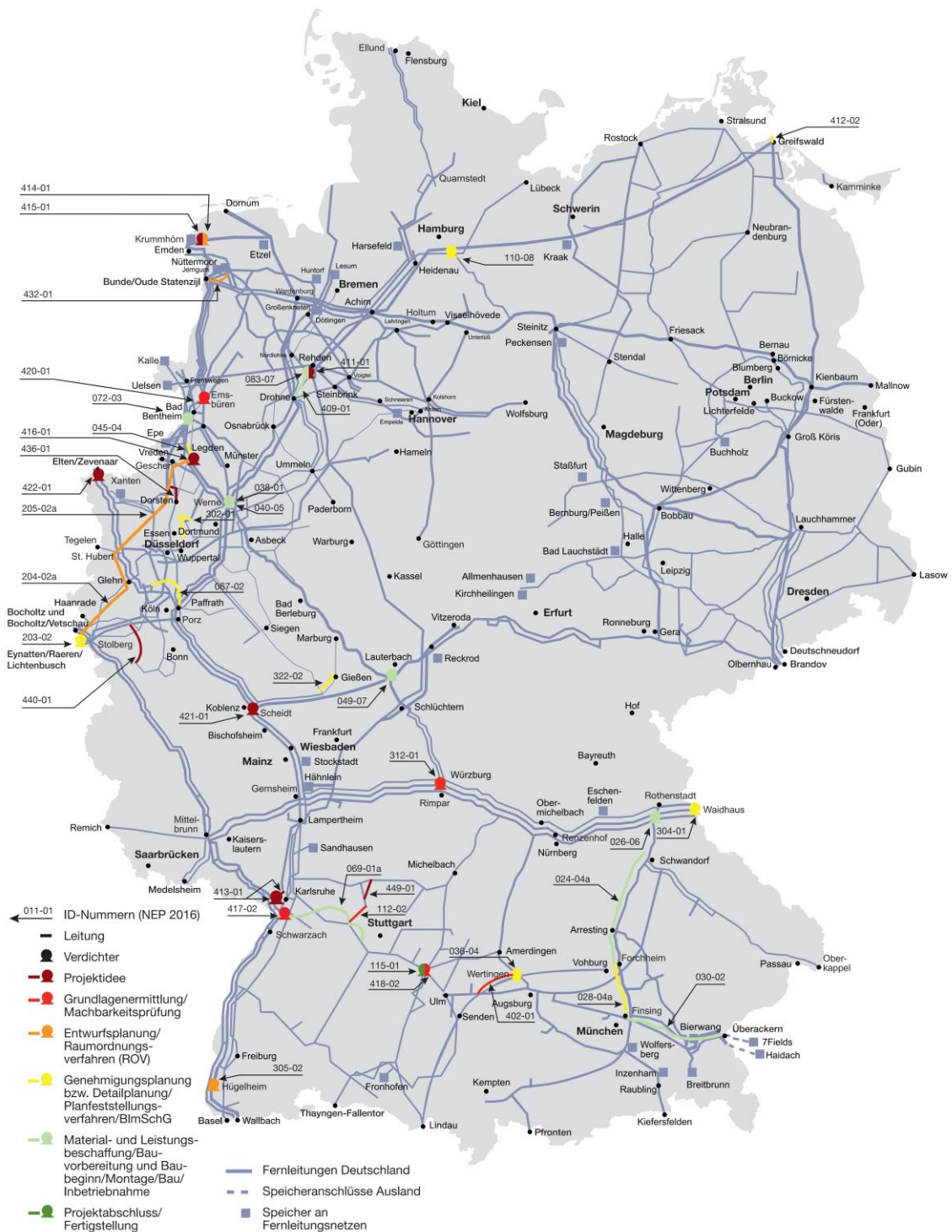
**Legende**

	1 Projekt-idee		2 Grundlagen-ermittlung/ Mach-barkeitsprüfung		3 Entwurfsplanung/ Raumordnungs-verfahren		4 Detailplanung/ Genehmigungsplanung/ Plangenehmigungsver-fahren/ Planfestellungs-verfahren/ Genehmigungs-verfahren BImSchG/ Wegerechtserwerb		5 Materiel- und Leistungsbeschaffung/ Bauvorbereitung und Baubeginn/ Montage/ Bau/ Inbetriebnahme		6 Projekt-abschluss/ Fertigstellung		Erwartete Verzögerung bei nicht optimalem Verfahrensverlauf
---	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-------------------------------------	---	---

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber; zum 01.04.2017 (Datenstand 01.03.2017)



Abbildung 1: Umsetzungsstand der Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas



Aus Gründen der Übersichtlichkeit ist die große Anzahl an Verdichteranlagen im Bestandsnetz sowie Mess- und Regelanlagen grundsätzlich nicht in dieser Karte dargestellt.

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



### **3.2 In Betrieb genommene Maßnahmen gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026**

Die im Folgenden angeführten in Betrieb genommenen Maßnahmen beziehen sich auf die im Netzausbauvorschlag des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 aufgelisteten Maßnahmen. Die gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 in Betrieb genommenen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 sind in Kapitel 4.3 des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 dargestellt.

#### Nordschwarzwaldleitung (ID 069-01a)

Mit der Maßnahme Nordschwarzwaldleitung wird ein Teil des Bedarfs an Transportkapazitäten für Erdgas in Baden-Württemberg gedeckt und so ein wesentlicher Beitrag zur Versorgungssicherheit geleistet. Die Maßnahme wurde in zwei Bauabschnitten realisiert. Der erste Bauabschnitt von Au am Rhein nach Ettlingen (15 km) wurde Ende 2014 fertiggestellt. Der zweite Bauabschnitt von Ettlingen nach Leonberg (56 km) wurde 2016 in Betrieb genommen, aktuell finden noch Restarbeiten statt.

#### GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich (ID 069-01c)

Durch die Maßnahme GDRM-Anlage Ettlingen-Hägenich wurde 2016 die Nordschwarzwaldleitung an die Rheintal-Süd-Leitung 1 der terranets bw bei Ettlingen angebunden, aktuell finden noch Restarbeiten statt.

#### GDRM-Anlage Leonberg-West (ID 069-01d)

Die Maßnahme GDRM-Anlage Leonberg-West wurde 2016 in Betrieb genommen und verbindet die Nordschwarzwaldleitung mit der Schwaben-Leitung der terranets bw in Leonberg-Ezach, aktuell finden noch Restarbeiten statt.

#### VDS Scharenstetten (ID 115-01)

Bei der Maßnahme VDS Scharenstetten handelt es sich um den Ausbau einer bestehenden Verdichterstation um eine neue Verdichtereinheit, die Ende 2016 in Betrieb genommen wurde.

#### Umstellung auf H-Gas (Bereich: Walsrode/ Fallingbostal) (ID 220-01)

Mit der L-H-Gas-Umstellung des Bereichs Walsrode/ Fallingbostal im Mai 2016 wurde die Maßnahme „ID 220-01“ erfolgreich abgeschlossen. Im Jahr davor wurden bereits die Stadtwerke Schneverdingen über die neu geschaffene Verbindung an die NETRA auf H-Gas umgestellt über die jetzt auch der Bereich Walsrode/ Fallingbostal versorgt wird.

### **3.3 Veränderte Maßnahmen gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026**

Die im Folgenden aufgeführten veränderten Maßnahmen beziehen sich auf die im Netzausbauvorschlag des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 aufgelisteten Maßnahmen. Die gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 veränderten Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 sind in Kapitel 7.2 des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 dargestellt.

#### GDRM-Anlage Marburg und Verbindungsleitungen (ID 227-04):

Die Umstellung des Netzes der Stadtwerke Marburg im Umstellungsbereich Mittelhessen sollte ursprünglich in einem Schritt durchgeführt werden. Hierfür war eine neue Leitung von rund 2,2 km erforderlich, um die erforderlichen Drücke einhalten zu können. Im finalen Umstellungskonzept konnte, in Abstimmung mit dem Verteilnetzbetreiber, die Umstellung auf zwei Schritte aufgeteilt werden, sodass auf die Errichtung der rund 2,2 km langen neuen Leitung verzichtet werden kann. Die GDRM-Anlage Marburg und die zugehörigen Verbindungsleitungen sind weiterhin erforderlich, da über diese neue Anlage die Umstellung des Netzes der Stadtwerke Marburg erfolgt.

#### Erdgasempfangsstation Lubmin II (ID 412-02)

Durch eine Verschiebung des geplanten Standorts der Erdgasempfangsstation von Vierow nach Lubmin ändert sich die Anbindungsleitung an die NEL.

### **3.4 Entfallene Maßnahmen gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026**

Die im Folgenden aufgeführten entfallenden Maßnahmen beziehen sich auf die im Netzausbauvorschlag des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 aufgelisteten Maßnahmen. Die gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 entfallenen Maßnahmen des Netzentwicklungsplans Gas 2015 sind in Kapitel 7.2 des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 dargestellt.

#### GDRM-Anlage Gernsheim (MEGAL) (308-02a)

Im Rahmen der Grundlagenermittlung/ Machbarkeitsprüfung für die Maßnahme 308-02a wurde festgestellt, dass die transporttechnischen Anforderungen bereits durch die Umsetzung der Maßnahmen 209-02b und 308-02b abgedeckt sind. Die Maßnahme 308-02a kann daher entfallen.

#### Armaturenstation Birlinghoven und Verbindungsleitung (ID 434-01):

Die Errichtung einer neuen Armaturenstation zur Verbindung der Leitung Paffrath-Rüsselsheim (METG-L) und der Gasdruckregelanlage Birlinghoven sowie der hierzu erforderlichen neuen Verbindungsleitung ist nicht mehr erforderlich, da die Umstellungsreihenfolge im Umbereich Mittelrhein so optimiert werden konnte, dass auf die Maßnahme ersatzlos verzichtet werden kann.

### **3.5 Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung**

Die im Folgenden aufgeführten Maßnahmen mit einer absehbaren Verzögerung beziehen sich ausschließlich auf Verzögerungen gegenüber dem in der NEP-Gas-Datenbank ausgewiesenen planmäßigen Inbetriebnahmetermine.

Maßnahmen, die planmäßig mit einem neuen/ veränderten Inbetriebnahmetermine versehen wurden, z. B. wegen der geänderten L-H-Gas-Umstellungsplanung, sind in der NEP-Gas-Datenbank mit einer entsprechenden Erläuterung ausgewiesen.

#### MONACO 1 (ID 030-02)

Bei dem Projekt „MONACO 1“ kommt es unter anderem aufgrund umfangreicher Wegerechtsverhandlungen und des späten Abschlusses des Genehmigungsverfahrens zu einer Verzögerung des Fertigstellungstermins. Damit verschiebt sich die Inbetriebnahme „MONACO 1“ auf Oktober 2018.

### **3.6 Maßnahmen mit einer möglichen Verzögerung aufgrund des Teilneubescheides des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 vom 04.01.2017 und aufgrund weiterer Unsicherheiten im NEP-Prozess**

#### Erweiterung NEL (ID 110-08), Projektverzögerungen aufgrund der Unsicherheiten im NEP-Prozess

Das ausstehende Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 und die einhergehende Unsicherheit über den Umfang der Berücksichtigung von Maßnahmen können zu Verzögerungen führen. Konkret trifft dies auf die Maßnahme „Erweiterung NEL“ (ID-Nr. 110-08, Durchführende FNB: Fluxys D, GUD, NEL Gastransport) zu. Bei der geplanten Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation. Die Station ist vorgesehen zur Verdichtung von aus der Nord Stream kommenden, zusätzlichen Gasmengen. Der geplante Standort für die neue Verdichterstation liegt entlang der NEL-Trasse in der Nähe der A 7 im Bereich Brackel (Großraum Hamburg), die Fertigstellung ist für Januar 2020 geplant. Das Projekt befindet sich derzeit am Ende des Basic-Engineerings / Beginn der Ausschreibungsphase.

Um finale Investitionsentscheidungen treffen zu können und um für die geplante Fertigstellung kritische Verzögerungen im Genehmigungsverfahren zu vermeiden, ist die Finalisierung des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 von zentraler Bedeutung. Sollte die im zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 dargestellte Ausgestaltung der Maßnahme nicht oder in anderer Form bestätigt werden,

so hat dies eine direkte Auswirkung auf das Projekt und kann zu entsprechenden Verzögerungen im Prozess führen.

#### VDS Legden (ID 416-01)

Die Verzögerungen aufgrund der Teilneubescheidung des Szenariorahmens für den Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 sowie ggf. die Verknüpfung mit weiteren Auflagen im Rahmen des BNetzA-Änderungsverlangens können bei der Netzausbaumaßnahme „VDS Legden“ der OGE und der Thyssengas zu Verzögerungen führen.

Bei der geplanten Maßnahme handelt es sich um den Neubau einer Verdichterstation mit drei Verdichtereinheiten bei Legden in Nordrhein-Westfalen, ca. 15 km nordwestlich von Coesfeld. Die Verdichterstation ist für den Transport des zusätzlichen Importbedarfs gemäß H-Gas-Quellenverteilung Q.2 erforderlich. Hierfür ist eine Verbindung der Verdichterstation mit allen am Knotenpunkt Legden existierenden und den noch neu zu errichtenden Gasfernleitungen vorgesehen. Die Inbetriebnahme der neuen Verdichterstation ist für Dezember 2023 geplant. Die Maßnahme befindet sich derzeit im Projektstatus der Projektidee.

Wie in Kapitel 3.3 des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 beschrieben, beträgt die Dauer für die Planung und Errichtung einer Verdichteranlage ca. 5 bis 7 Jahre. Für eine gesicherte Fertigstellung der Maßnahme „VDS Legden“ hatten OGE und Thyssengas den Start der Planungen für Anfang 2017 vorgesehen. Durch die Verzögerung im Prozess der Bestätigung des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 ist ein Projektstart nicht vor dem dritten Quartal 2017 zu erwarten. Sollte es darüber hinaus weitere Verzögerungen geben oder mit dem Änderungsverlangen Bedingungen oder Auflagen festgelegt werden, die zu Verzögerungen in den privat- und öffentlich-rechtlichen Genehmigungsverfahren führen können, kann dies direkte Auswirkungen auf den Inbetriebnahmetermine haben.

#### Leitung Wertingen-Kötz (ID 402-01), Verzögerungen aufgrund der Summe von Unsicherheiten im NEP-Prozess

Zusätzlich zu dem ausstehenden Änderungsverlangen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 kann die generelle Unsicherheit des Eintreffens der im Netzentwicklungsplan getroffenen Annahmen zu diversen Kraftwerksprojekten (tatsächliche Realisierung, Druck- und Kapazitätsbedarf etc.) bei den Netzausbauprojekten der bayernets zu Verzögerungen führen. Konkret trifft dies auf die Ausbaumaßnahme „Leitung Wertingen-Kötz“ (ID-Nr. 402-01) zu. Diese Leitung könnte zur Kapazitätsbereitstellung für die geplanten Gaskraftwerke in Gundelfingen und Altbach, sowie zur Erhöhung der Überspeisekapazität von bayernets zu terranets bw erforderlich sein. Sollten die Kraftwerke Gundelfingen, Altbach, sowie Leipheim nicht realisiert werden, wäre der Leitungsbau ggf. nicht, bzw. nicht in dieser Dimensionierung erforderlich.

## 4 Entwicklung der L-Gas-Versorgung – L-H-Gas-Umstellung

### 4.1 Beschreibung der Situation und aktuelle Entwicklungen

Ein Teil des deutschen Gasmarktes wird mit niederkalorischem Erdgas (L-Gas) versorgt. 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 und eichrechtlichen Gründen in definierten Grenzen in getrennten Systemen transportiert werden. Für Netzbereiche, die mit Gas einer geänderten Beschaffenheit versorgt werden sollen, muss eine Anpassung der Verbrauchsgeräte erfolgen. Die qualitätsübergreifenden Marktgebiete stellen sicher, dass bilanziell jeder Kunde mit Energie, unabhängig von der Gasqualität, versorgt werden kann – physisch müssen jedoch die Gasbeschaffheitsgrenzen beachtet werden.

Die L-Gas-Aufkommen in Deutschland gehen in ihrer Leistung kontinuierlich zurück. Die verbleibenden deutschen L-Gas-Aufkommen sollen soweit möglich weiter gefördert und in die Erdgastransportnetze eingespeist werden können.

Durch den niederländischen Transportnetzbetreiber GTS wurde ein kontinuierlicher Rückgang der Exportleistungen ab Oktober 2020 angekündigt, mit dem Verständnis, dass mit der Leistungsreduktion auch eine Mengenreduktion verbunden ist. Seitdem führen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber regelmäßig Gespräche mit GTS mit dem Ziel, die Planungsannahmen für die zukünftigen L-Gas-Importe zu harmonisieren und zu aktualisieren.

Für viele Umstellungsbereiche haben die betroffenen deutschen Verteilernetzbetreiber die Detailplanung aufgenommen. Für einige Bereiche haben sich daraus Veränderungen der Umstellungsplanung ergeben.

Veränderungen sind z. B.

- Verteilernetzbetreiber strukturieren die Umstellung ihres Netzbereichs in der Regel durch die Aufteilung auf kleine Schaltbezirke. In der (vertieften) Detailplanung kann sich der Zuschnitt der Schaltbezirke verändern.
- In der Planung wird erkannt, dass durch die Zusammenarbeit mehrerer Netzbetreiber eine Möglichkeit zur weiteren Strukturierung besteht, die zur Aufteilung von Schaltbezirken führt.

Aufgrund neuer Datenlieferungen von den Verteilernetzbetreibern hat sich die Gesamtzahl der anzupassenden Geräte im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 erhöht. Des Weiteren ist ebenfalls die maximale Anpassungsrate auf rund 550.000 Verbrauchsgeräte pro Jahr gestiegen.

Die folgenden Auswertungen/ Bilanzen basieren auf dem Stand der Umstellungsplanung mit Stichtag 01.01.2017.

## 4.2 Gasimportsituation aus den Niederlanden

In den letzten Jahren sind im Umfeld des Groningen-Feldes vermehrt Erdbeben aufgetreten, die in Zusammenhang mit der Erdgasförderung gesehen werden. Die Ursachen für die Erdbeben wurden in Studien analysiert und Maßnahmen zur Minderung benannt. Aufgrund der Erkenntnisse aus der Erdbebenstudie zum Groningen-Feld [NL 2014] wurde bereits Ende 2014 vom niederländischen Wirtschaftsministerium die Entscheidung gefällt, die Jahresproduktionsmenge des Feldes abzusenken. Die Auswirkungen der Produktionsmengenreduktion auf die Versorgung der L-Gas-Kunden in und außerhalb der Niederlande wurden in verschiedenen Studien untersucht. Der Produktionsrückgang kann über eine verstärkte Nutzung von Konvertierung in den Niederlanden ausgeglichen werden.

Das oberste Verwaltungsgericht in Den Haag [NL 2015] hat am 18.11.2015 die Förderung aus dem Groningen-Feld zur Reduktion zukünftiger Erdbebenrisiken auf eine Menge von 27 bcm für das Gaswirtschaftsjahr (GWJ) 2015/16 beschränkt, wobei diese Fördermenge in einem kalten Jahr oder bei eingeschränkter Verfügbarkeit der Konvertierung überschritten werden darf (bis 33 bcm). In den Planungen der GTS [GTS 2015] wurde bereits eine reduzierte Jahresfördermenge angenommen, die zu den Mengenvorgaben in der aktuellen Gerichtsentscheidung passen.

Im Juni 2016 hat das niederländische Wirtschaftsministerium über eine erneute Reduktion der Erdgasförderung aus dem Groningen-Feld von derzeit 27 bcm/a auf 24 bcm/a informiert. Diese Reduktion gilt ab Oktober 2016 für die nächsten fünf Gaswirtschaftsjahre und kann lediglich in Jahren, in denen die Temperatur unter die eines Durchschnittsjahres fällt oder in absolut notwendigen Situationen, in Abhängigkeit von den vorliegenden Temperaturen, um maximal 6 bcm/a auf 30 bcm/a angehoben werden. Die in 2016 festgelegte Begrenzung ist jährlich neu zu überprüfen. Als Begründung führt das Ministerium analog zu den vorherigen Reduktionen die anhaltenden Erdbebenaktivitäten im Raum Groningen auf [NL 2017]. Die Differenz der Produktionsmengen wird durch eine zusätzliche Beschäftigung der Konvertierung durch GTS und der Annahme eines geringeren Exportbedarfs nach Frankreich und Belgien kompensiert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber führen fortwährend Gespräche mit der GTS zur Abstimmung der jeweiligen Planungen in den Niederlanden und Deutschland. GTS und die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber werden die Abstimmungsgespräche in regelmäßigem Turnus fortführen, um harmonisierte Planungsannahmen auch in Zukunft zu gewährleisten.

## 4.3 L-Gas-Leistungsbilanz 2030

Die Fernleitungsnetzbetreiber halten es auch weiterhin aufgrund der Tragweite und der möglichen gravierenden Auswirkungen der angekündigten Reduzierungen auf der Darbietungsseite über 2027 hinaus für erforderlich, mit der Aufstellung einer L-Gas-Bilanz die Umstellung bis in das Jahr 2030 zu untersuchen. Dies wird insbesondere durch die Entwicklungen der jüngsten Vergangenheit, wie z. B. weitere Produktions-einschränkungen in den Niederlanden, unterstrichen.

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Bilanz 2030 werden im Folgenden näher erläutert.



#### 4.3.1 Inländische Produktion

Laut Aussage des Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG, ehemals WEG) hat die im Jahr 2015 erstellte Prognose weiterhin Bestand, so dass für den vorliegenden Umsetzungsbericht keine Aktualisierung der Produktionsprognose vorliegt.

Die in Tabelle 3 dargestellte Entwicklung der Produktionskapazitäten basiert auf den Angaben des BVEG. Für die Berücksichtigung in der L-Gas-Bilanz (vgl. Tabelle 7) sind die Produktionskapazitäten durch den BVEG mit einem Sicherheitsabschlag versehen worden. Der vom BVEG prognostizierte Rückgang bis 2026 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben.

*Tabelle 3: Kapazitätsprognose gemäß BVEG*

Angaben in Mio. m <sup>3</sup> /h	Deutschland	Gebiet Elbe- Weser	Gebiet Elbe- Weser mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG	Gebiet Weser-Ems	Gebiet Weser- Ems mit Sicherheits- abschlag gem. BVEG
2016	1,03	0,49	0,46	0,50	0,48
2017	0,99	0,45	0,43	0,50	0,48
2018	0,94	0,42	0,39	0,48	0,45
2019	0,90	0,39	0,37	0,46	0,44
2020	0,85	0,36	0,34	0,45	0,42
2021	0,78	0,33	0,31	0,42	0,39
2022	0,69	0,30	0,28	0,37	0,34
2023	0,62	0,27	0,25	0,33	0,30
2024	0,55	0,24	0,22	0,30	0,27
2025	0,49	0,21	0,19	0,27	0,24
2026	0,45	0,20	0,18	0,24	0,22

Quelle: BVEG 2015

#### 4.3.2 Importe aus den Niederlanden

Den größten Beitrag auf der Einspeiseseite erbringen die Importe aus den Niederlanden. In den Jahren bis 2020 stellt die Import-Leistung rund 60 % der L-Gas-Versorgungsleistung dar. Die in Tabelle 4 aufgezeigte Import-Leistung in Höhe von 47,7 GWh/h ist der in den Jahren 2010-2013 zeitgleiche maximale Fluss an den drei Importpunkten Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar. Ein Teil dieser Leistung wird über unterbrechbare Kapazitäten (auf deutscher Seite) zur Verfügung gestellt, da die im Winter benötigte Importleistung zur Abdeckung des Spitzenbedarfs in Schwachlastfällen im Sommer nicht gesichert transportiert werden kann.

GTS hat in 2012 als Konsequenz aus dem Produktionsrückgang in den Niederlanden die Reduktion der L-Gas-Export-Kapazitäten in Richtung Deutschland, Belgien und Frankreich angekündigt. Dies führt zu einer Reduktion der L-Gas-Exportleistung nach

Deutschland ab Oktober 2020. Ab dem 01.10.2029 sind keine Exportleistungen nach Deutschland mehr eingeplant. Daher wird in der L-Gas-Leistungsbilanz und in den Netzplanungen die Leistung bis einschließlich des Gaswirtschaftsjahres 2019/20 konstant angesetzt und reduziert sich in den Folgejahren linear abfallend (pro Jahr um 10 % des Ausgangswertes) bis auf einen Wert von 0 ab dem Gaswirtschaftsjahr 2029/30. Die Planungsvorgaben der GTS bezüglich der Kapazität sind seit dem Jahr 2012 unverändert.

Die bis zum 01.10.2020 konstant angesetzte Import-Leistung aus den Niederlanden von 47,7 GWh/h wird anfänglich mit 10,3 GWh/h über Oude Statenzijl und mit 37,4 GWh/h über Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar berücksichtigt. Die Aufteilung der verbleibenden Importleistung auf die Importpunkte Oude Statenzijl, Winterswijk/ Vreden und Elten/ Zevenaar ändert sich im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2016 nicht.

*Tabelle 4: Aufteilung der L-Gas-Import-Leistung auf die Grenzübergangspunkte*

Angaben in GWh/h	Oude Statenzijl (GASPOOL)	Zevenaar, Winterswijk (NCG)	Summe
2016/17	10,3	37,5	47,7
2017/18	10,3	37,5	47,7
2018/19	10,3	37,5	47,7
2019/20	9,0	38,7	47,7
2020/21	7,3	35,7	43,0
2021/22	7,0	31,2	38,2
2022/23	7,0	26,4	33,4
2023/24	7,0	21,6	28,6
2024/25	7,0	16,9	23,9
2025/26	7,0	12,1	19,1
2026/27	3,0	11,3	14,3
2027/28	2,2	7,3	9,5
2028/29	2,2	2,6	4,8
2029/30	0,0	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Aufteilung auf die beiden Marktgebiete erfolgt mit dem Ziel, die Sicherheit der L-Gas-Versorgung in beiden Marktgebieten zu gewährleisten und die Flexibilität über die Grenzübergangspunkte auch zukünftig nutzen zu können. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben Leistungs- und Mengenbilanzen je Marktgebiet aufgestellt, um die Auswirkungen der Leistungsaufteilung an den Importpunkten bewerten zu können.

#### 4.3.3 L-Gas-Speicher

Für die Ermittlung der Speicherleistung wird wie in den vergangenen Netzentwicklungsplänen Gas die Leistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand angenommen (25,9 GWh/h). Diese setzen sich wie folgt zusammen:



**Tabelle 5:** Speicherleistung der Auslagerungskennlinien bei einem 50 %-igen Füllstand

Angaben in GWh/h	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
50% Füllstand	2,2	9,7	2,1	11,9	<b>25,9</b>
Transporttechnisch realisierbare Leistung	1,6	9,0	2,1	9,2	<b>21,9</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Davon werden die Leistungen berücksichtigt, die mit dem heutigen L-Gas-Netz transporttechnisch realisierbar sind (21,9 GWh/h im Jahr 2016, vgl. Tabelle 5). Jede darüber hinausgehende Leistungsanforderung würde zu einem Netzausbau im L-Gas-Netz bzw. ggf. zu einer Umallokation von Leistungen an Grenzübergangs- oder Marktgebietsübergangspunkten führen. Der hierzu erforderliche Ausbau im L-Gas-Netz wird vor dem Hintergrund der L-H-Gas-Umstellung von den Fernleitungsnetzbetreibern als nicht nachhaltig angesehen.

Die Ermittlung der Werte erfolgte in Abstimmung mit den L-Gas-Speicherbetreibern. Sofern ein Speicher sowohl an das deutsche als auch an das niederländische Fernleitungsnetz angeschlossen ist, wird in Absprache mit dem jeweiligen Speicherbetreiber nur die für den deutschen Markt gesichert verfügbare Ausspeicherleistung berücksichtigt.

Die Tabelle 6 zeigt die zeitliche Entwicklung der von den Fernleitungsnetzbetreibern angesetzten Ausspeicherleistungen für die Speicher Empelde, Epe, Lesum und Nüttermoor/ Huntorf.

**Tabelle 6:** Entwicklung der angesetzten Ausspeicherleistungen der L-Gas-Speicher

Angaben in GWh/h	Empelde	Epe	Lesum	Nüttermoor/ Huntorf	Summe
2016/17	1,6	9,0	2,1	9,2	<b>21,9</b>
2017/18	1,6	9,0	2,1	9,2	<b>21,9</b>
2018/19	1,6	9,0	2,1	9,2	<b>21,9</b>
2019/20	1,6	9,0	2,1	9,1	<b>21,7</b>
2020/21	1,6	9,0	2,1	8,6	<b>21,3</b>
2021/22	1,6	9,0	0,0	8,6	<b>19,2</b>
2022/23	1,6	9,0	0,0	7,4	<b>18,0</b>
2023/24	1,6	7,0	0,0	5,8	<b>14,4</b>
2024/25	1,6	5,5	0,0	4,7	<b>11,7</b>
2025/26	1,6	5,0	0,0	3,2	<b>9,8</b>
2026/27	1,6	3,5	0,0	0,0	<b>5,1</b>
2027/28	1,6	2,5	0,0	0,0	<b>4,1</b>
2028/29	1,6	2,0	0,0	0,0	<b>3,6</b>
2029/30	1,6	0,0	0,0	0,0	<b>1,6</b>

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Veränderung der angesetzten Ausspeicherleistung am Speicher Nüftermoor/ Huntorf im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 resultieren aus einer aktualisierten Umstellungsplanung und einer Anpassung der internen Bestellungen der nachgelagerten Netzbetreiber.

Die Gespräche der Fernleitungsnetzbetreiber mit den Speicherbetreibern sollen auch zukünftig fortgeführt werden mit dem Ziel, ein gemeinsam entwickeltes Umstellungskonzept für die L-Gas-Speicher abzustimmen.

#### **4.3.4 Konvertierung**

Nowega und Thyssengas werden Konvertierungsmaßnahmen bis zu 1,7 GWh/h berücksichtigen. Die entsprechenden Maßnahmen sind in Kapitel 4.7 näher beschrieben.

#### **4.3.5 Bedarf an Ausspeisekapazitäten**

Der Kapazitätsbedarf der Verteilernetzbetreiber in der Leistungsbilanz ist weitgehend unverändert im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026.

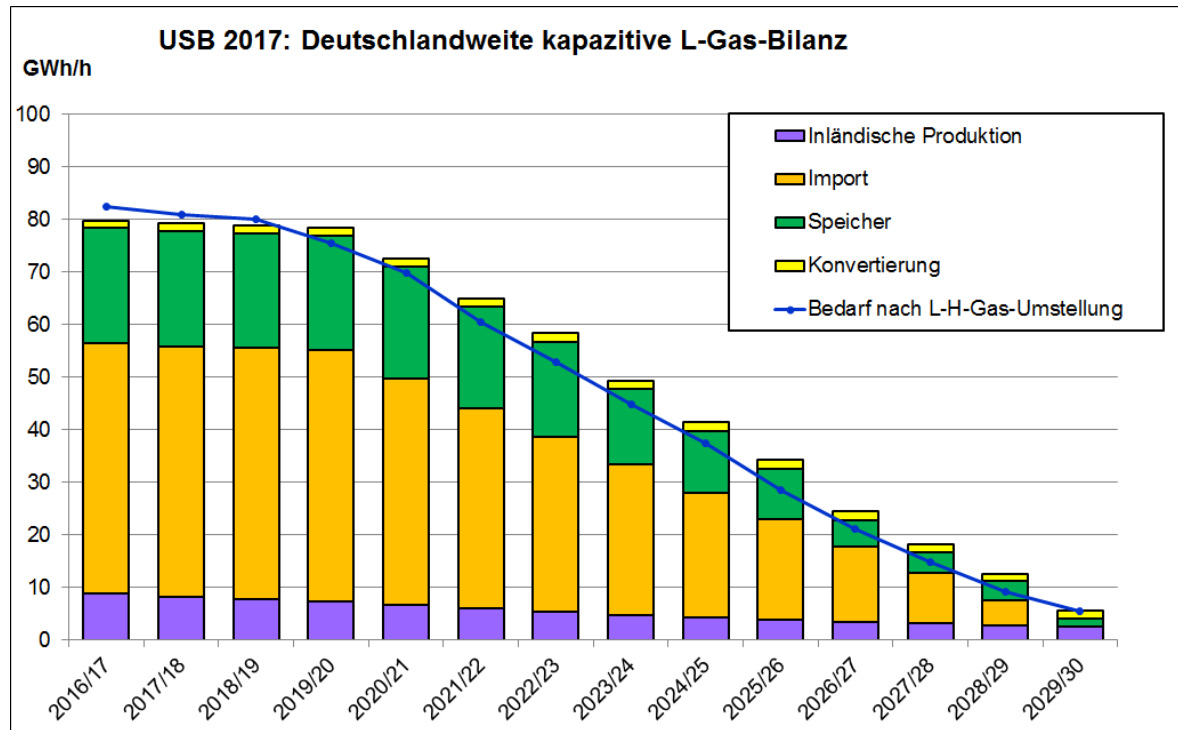
Durch die geplanten Umstellungen von Netzbereichen von L-Gas- auf H-Gas wird der L-Gas-Bedarf in Summe reduziert. Ab dem Jahr 2030 wird es auf Grundlage der hier getroffenen Annahmen einen verbleibenden L-Gas-Markt in Höhe von rund 5,5 GWh/h geben (vgl. Abbildung 2 und Tabelle 7).

Im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 ergeben sich durch die weiter fortgeschrittenen Umstellungsplanungen folgende bilanzielle Veränderungen des Bedarfs an Ausspeisekapazitäten:

- Durch die erforderliche Trennung von Umstellungsbereichen und die damit verbundene Aufhebung von Gleichzeitigkeitseffekten ergibt sich bilanziell eine leicht erhöhte umzustellende Gesamtleistung im L-Gas.
- Die zeitlich frühere Umstellung bestimmter Umstellungsbereiche (vgl. Kapitel 4.4 und 4.5) führt zu einer Reduzierung des verbleibenden L-Gas-Bedarfs ab dem Jahr 2021/22.

#### 4.3.6 Kapazitive L-Gas-Bilanz Deutschland

Abbildung 2: Deutschlandweite kapazitive L-Gas-Bilanz



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 7: Kapazitive deutschlandweite L-Gas-Bilanz

Angaben in GWh/h	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega/ TG	Summe Darbietung	Verbleiben-der L-Gas-Bedarf	L-Gas-Bedarf ohne L-H-Gas-Umstellung
2016/17	8,7	47,7	21,9	1,4	79,8	82,5	82,9
2017/18	8,1	47,7	21,9	1,4	79,2	80,9	83,3
2018/19	7,8	47,7	21,9	1,4	78,8	80,0	84,4
2019/20	7,3	47,7	21,7	1,7	78,4	75,6	85,4
2020/21	6,7	43,0	21,3	1,7	72,6	69,9	85,5
2021/22	6,0	38,2	19,2	1,7	65,0	60,5	85,4
2022/23	5,3	33,4	18,0	1,7	58,4	52,8	85,2
2023/24	4,7	28,6	14,4	1,7	49,4	44,8	85,3
2024/25	4,2	23,9	11,7	1,7	41,4	37,4	85,6
2025/26	3,8	19,1	9,8	1,7	34,3	28,6	85,3
2026/27	3,4	14,3	5,1	1,7	24,5	21,1	85,3
2027/28	3,1	9,5	4,1	1,4	18,1	14,8	85,3
2028/29	2,8	4,8	3,6	1,4	12,6	9,3	85,3
2029/30	2,6	0,0	1,6	1,4	5,5	5,4	85,3

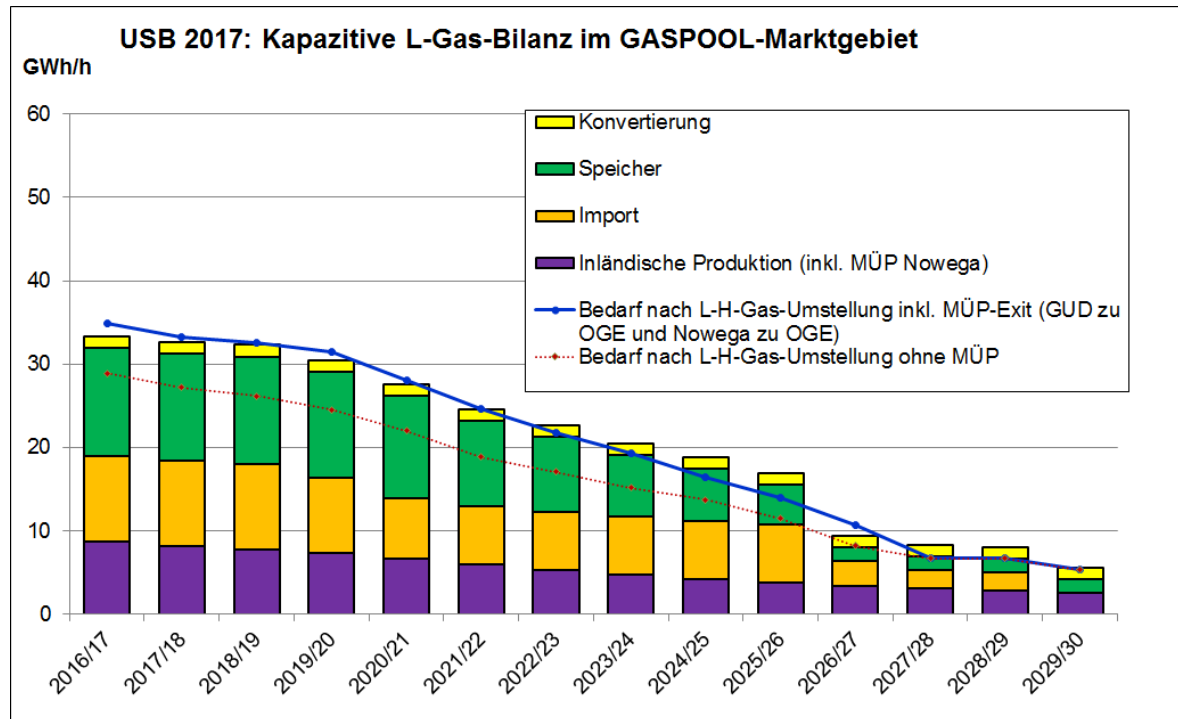
Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Auf Basis der oben genannten Aufteilungen der Import-Leistungen aus den Niederlanden ergeben sich die folgenden L-Gas-Leistungsbilanzen der Marktgebiete GASPOOL und NCG. Die Aufteilung dieser Leistungen und die Bestimmung der Höhe der am Marktgebietsübergang berücksichtigten Kapazitäten erfolgte unter der Prämisse, eine

möglichst gleichmäßige Deckung aller Netzbereiche auch in Spitzenlastfällen zu erreichen, um so ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit zu erzielen.

#### 4.3.7 Kapazitive L-Gas-Bilanz GASPOOL-Marktgebiet

Abbildung 3: Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

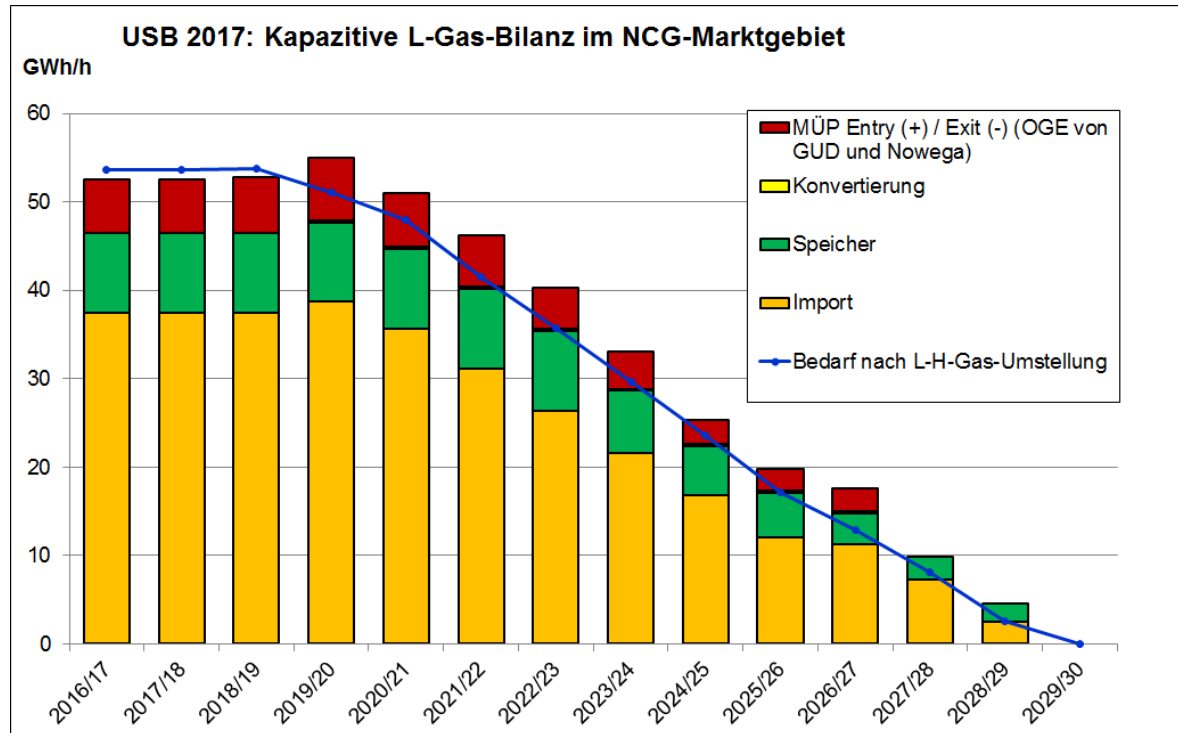
Tabelle 8: Kapazitive L-Gas-Bilanz im GASPOOL-Marktgebiet

Angaben in GWh/h	Inländische Produktion	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung Nowega	Summe Darbietung	MÜP Entry(+)/Exit(-)	Verbleibender L-Gas-Bedarf
2016/17	8,7	10,3	12,9	1,4	33,3	-6,1	28,9
2017/18	8,1	10,3	12,9	1,4	32,7	-6,1	27,2
2018/19	7,8	10,3	12,9	1,4	32,3	-6,4	26,2
2019/20	7,3	9,0	12,7	1,4	30,5	-7,0	24,5
2020/21	6,7	7,3	12,3	1,4	27,6	-6,1	22,0
2021/22	6,0	7,0	10,2	1,4	24,5	-5,8	18,9
2022/23	5,3	7,0	9,0	1,4	22,7	-4,7	17,1
2023/24	4,7	7,0	7,4	1,4	20,5	-4,2	15,2
2024/25	4,2	7,0	6,2	1,4	18,8	-2,7	13,7
2025/26	3,8	7,0	4,8	1,4	16,9	-2,5	11,4
2026/27	3,4	3,0	1,6	1,4	9,4	-2,5	8,2
2027/28	3,1	2,2	1,6	1,4	8,3	0,0	6,7
2028/29	2,8	2,2	1,6	1,4	8,0	0,0	6,7
2029/30	2,6	0,0	1,6	1,4	5,5	0,0	5,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### 4.3.8 Kapazitive L-Gas-Bilanz NCG-Marktgebiet

Abbildung 4: Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 9: Kapazitive L-Gas-Bilanz im NCG-Marktgebiet

Angaben in GWh/h	Import aus NL	Speicher Entry	Konvertierung TG	Summe Darbietung	MÜP Entry(+)/Exit(-)	Verbleiben-der L-Gas-Bedarf
2016/17	37,5	9,0	0,0	46,5	6,1	53,6
2017/18	37,5	9,0	0,0	46,5	6,1	53,7
2018/19	37,5	9,0	0,0	46,5	6,4	53,8
2019/20	38,7	9,0	0,3	48,0	7,0	51,0
2020/21	35,7	9,0	0,3	45,0	6,1	47,9
2021/22	31,2	9,0	0,3	40,4	5,8	41,6
2022/23	26,4	9,0	0,3	35,7	4,7	35,8
2023/24	21,6	7,0	0,3	28,9	4,2	29,6
2024/25	16,9	5,5	0,3	22,6	2,7	23,7
2025/26	12,1	5,0	0,3	17,3	2,5	17,1
2026/27	11,3	3,5	0,3	15,1	2,5	12,9
2027/28	7,3	2,5	0,0	9,8	0,0	8,1
2028/29	2,6	2,0	0,0	4,6	0,0	2,6
2029/30	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 4.4 L-Gas-Mengenbilanz

Im vorliegenden Umsetzungsbericht 2017 wird eine aktualisierte L-Gas-Mengenbilanz aufgestellt, um die Entwicklungen seit Veröffentlichung des ersten Entwurfs des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 zu berücksichtigen. Hierdurch soll ein möglichst ganzheitliches Bild der L-Gas-Verfügbarkeit im Rahmen der Marktraumumstellung aufgezeigt werden.

Die Fernleitungsnetzbetreiber möchten sicherstellen, dass neben der Absicherung der zu erwartenden Leistungsspitzen (Leistungsbilanz) auch die generelle Verfügbarkeit ausreichender L-Gas-Mengen (Mengenbilanz) während des gesamten Zeitraumes der Marktraumumstellung gewährleistet ist. Die Mengenbilanz dient zur Plausibilisierung des entwickelten Konzepts zur Marktraumumstellung.

### 4.4.1 Grundsätzliche Vorgehensweise

Auf Basis des bestätigten Szenariorahmens zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 wird die Bedarfsentwicklung für das Referenzszenario betrachtet. Dabei wird mit Hilfe einer Temperaturreinigung (s. u.) zwischen einem kalten Jahr und einem durchschnittlichen Jahr unterschieden, um eine möglichst große Bandbreite der Entwicklung des Mengenbedarfs zu berücksichtigen. Darüber hinaus wird hiermit auch der Entscheidung des niederländischen Wirtschaftsministeriums Rechnung getragen (vgl. Kapitel 4.2), dass zusätzliche Produktionsmengen in Groningen nur in Jahren zur Verfügung stehen, deren Temperatur unterhalb des langjährigen Durchschnitts liegt.

Die beiden L-Gas-Grenzübergangspunkte der GUD und der GTG Nord in Oude Statenzijl können ausschließlich mit Gas aus dem Groningen Feld versorgt werden, während über die Grenzübergangspunkte der OGE und Thyssengas in Winterswijk/ Vreden, Elten/ Zevenaar, Tegelen und Haanrade auch konvertiertes L-Gas importiert werden kann. Um die räumliche Verteilung des erforderlichen L-Gas-Bedarfs, gerade im Hinblick auf die Aufteilung der Mengen auf die Grenzübergangspunkte zu den Niederlanden besser erkennen und darstellen zu können, wird eine Mengenbilanz pro Marktgebiet aufgestellt. Es erfolgt eine Aufteilung der inländischen Produktion und die Ermittlung eines resultierenden Importbedarfs aus den Niederlanden.

### 4.4.2 Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2015/16 und Auswirkungen auf die L-Gas-Mengenbilanz

Im Gaswirtschaftsjahr 2015/16 waren L-Gas-Importe aus den Niederlanden zu verzeichnen, die um rund 34 TWh über den Planungsannahmen des zweiten Konsultationsdokuments des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 lagen. Als Ergebnis der Analyse konnte diese Überschreitung auf eine erhöhte Speichereinlagerung (9 TWh), einen erhöhten Mengenbedarf der Letztverbraucher (7 TWh) sowie auf einen im Vergleich zur Prognosemenge geringeren L-Gas-Anteil der deutschen Produktion (18 TWh) zurückgeführt werden.

Die einzelnen Positionen werden im Folgenden näher erläutert:

## **L-Gas-Speicher**

Einzelne L-Gas-Speicher wiesen zu Beginn des Gaswirtschaftsjahres 2015/16 einen Füllstand von ca. 50 % auf. Diese waren zum Ende des Gaswirtschaftsjahres zu mehr als 90 % gefüllt. Vor diesem Hintergrund ist der durch verstärkte Einlagerung ausgelöste höhere Importbedarf kein dauerhaft wirksamer Effekt. Eine Berücksichtigung in den Annahmen der Mengenbilanz bis 2030 ist daher nicht erforderlich.

## **Mengenbedarf der Letztverbraucher**

In den Gaswirtschaftsjahren 2010/11 bis 2014/15 war ein stetig abnehmender (temperaturbereinigter) jährlicher Mengenbedarf der Letztverbraucher im deutschen L-Gas-System zu beobachten. Im Gegensatz zu diesem Trend stieg der Bedarf im Gaswirtschaftsjahr 2015/16 jedoch wieder signifikant an, u. a. bedingt durch eine deutlich stärkere Beschäftigung der Gaskraftwerke. Basierend auf den Auswertungen der Jahre 2010/11 bis 2015/16 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, die Prognose für den jährlichen Mengenbedarf im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 nach oben zu korrigieren, wobei die aktualisierte Planung der Umstellung Berücksichtigung findet. In diesem Zusammenhang sei angemerkt, dass – auch nach erfolgter Temperaturbereinigung – der Bedarf von Haushaltskunden statistischen Schwankungen unterliegt, und dass der Gasbezug von Industrie und Kraftwerken zusätzlich durch wirtschaftliche Entwicklungen und das Fortschreiten der Energiewende beeinflusst wird.

## **Inländische Produktion**

In den L-Gas-Mengenbilanzen der bisher veröffentlichten Netzentwicklungspläne wurde die deutsche Produktion mit den Prognosen des BVEG für die Erdgasförderung der Aufkommensgebiete Elbe-Weser und Weser-Ems berücksichtigt, auch wenn ein Anteil der prognostizierten Produktionsmengen in der Vergangenheit als H-Gas bereitgestellt wurde. Zu einer realistischeren Berücksichtigung der Deutschen Produktion im L-Gas haben die Fernleitungsnetzbetreiber nur noch einen Anteil von 75 % der jährlichen Produktionsprognose des BVEG in der L-Gas-Mengenbilanz berücksichtigt. Dieser Abschlag erhöht den planerischen Importbedarf von L-Gas aus den Niederlanden, die Einspeisekapazitäten an den Netzkopplungspunkten aus der Produktion in die L-Gas Netze bleiben unverändert.

Im Sinne einer schonenden Nutzung der L-Gas-Ressourcen sollte ein möglichst hoher Anteil der deutschen Produktion als L-Gas bereitgestellt werden. Die Sicherstellung dieses Ziels liegt nicht im direkten Einflussbereich der Fernleitungsnetzbetreiber. Aus Sicht der Fernleitungsnetzbetreiber besteht Handlungsbedarf zur Schaffung entsprechender zusätzlicher Instrumente bzw. Marktanreize. Die Fernleitungsnetzbetreiber halten zeitnahe Diskussionen auf politischer und regulatorischer Ebene für erforderlich und stehen hierfür gerne zur Verfügung.

Diese im Zuge einer vorsorgenden Planung notwendigen Anpassungen bei der Ermittlung der L-Gas-Mengenbilanz inklusive der Auswirkungen auf den Importbedarf aus den Niederlanden wurden im Vorfeld des Umsetzungsberichts 2017 von den Fernleitungsnetzbetreibern mit GTS diskutiert. Die in der Vergangenheit praktizierten regelmäßigen Abstimmungen auf Netzbetreiberebene werden auch in Zukunft fortgesetzt, um frühzeitig über neue Entwicklungen zu informieren, die grenzüberschreitende Auswirkungen haben



können. Die Herausforderungen der rückläufigen L-Gas-Produktion können nicht allein auf nationaler Ebene gelöst werden, sondern müssen im europäischen Kontext betrachtet werden.

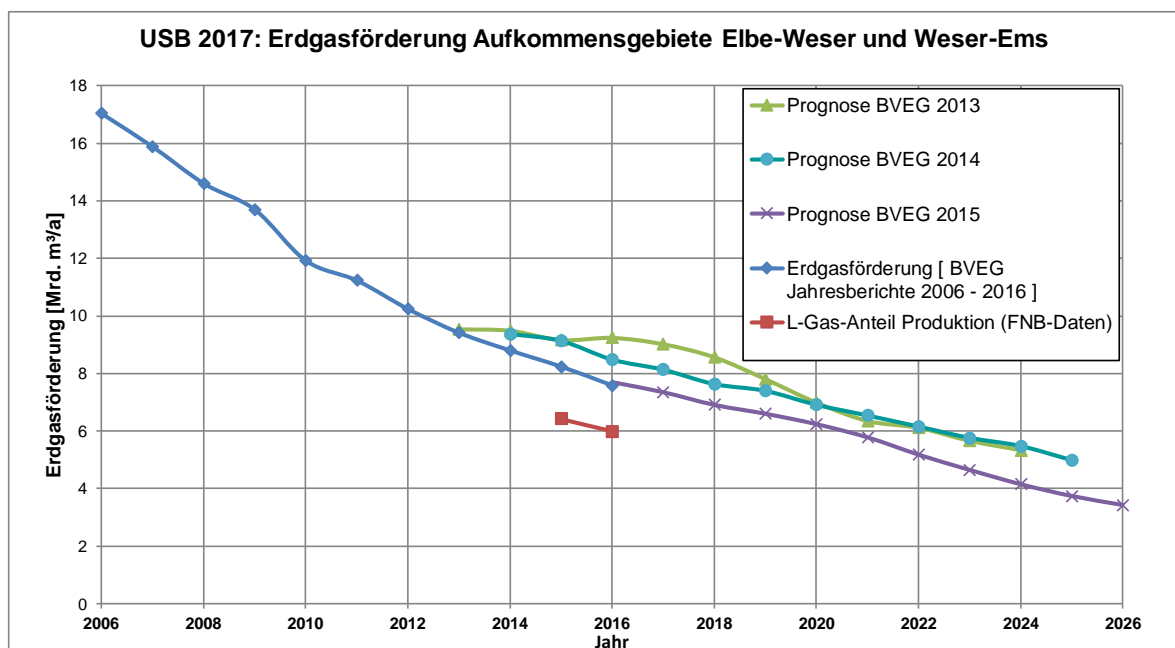
#### 4.4.3 L-Gas-Mengenbilanzen für Deutschland und die Marktgebiete

Die einzelnen Positionen der L-Gas-Mengenbilanzen bis zum Jahr 2030 werden im Folgenden unter Berücksichtigung der Analyseergebnisse des Gaswirtschaftsjahres 2015/16 näher erläutert.

##### Inländische Produktion

Abbildung 5 zeigt die historische und prognostizierte Entwicklung der deutschen Erdgasförderung im Zeitraum 2006 bis 2026.

Abbildung 5: *Erdgasförderung in den Aufkommensgebieten Elbe-Weser und Weser-Ems*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die Produktionsdaten der Jahre 2006 bis 2016 basieren auf den durch den Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (BVEG, ehemals WEG) für die beiden wichtigsten deutschen Förderregionen Elbe-Weser und Weser-Ems [BVEG Jahresberichte 2006-2016] veröffentlichten Zahlen. Für die Zeit ab 2016 basieren die Werte auf der Prognose der regionalen Erdgasförderung des BVEG bis zum Jahr 2026. Der vom BVEG prognostizierte Rückgang bis 2026 wird von den Fernleitungsnetzbetreibern bis 2030 fortgeschrieben. Für die Mengenbilanz wird ein Anteil von 75 % der Prognosewerte herangezogen.



## L-Gas-Bedarf

Durch die anstehende Marktraumumstellung werden jährlich Teile der L-Gas-Mengen durch H-Gas ersetzt und damit der L-Gas-Bedarf in Summe kontinuierlich reduziert. Der parallel zu berücksichtigende Mengenrückgang beim Endenergiebedarf wird in zwei unterschiedlichen Varianten unterstellt:

- **Kaltes Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2016/17 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf ein kaltes Jahr. Abschließend wird ein Mengenrückgang (reiner Endenergiebedarf) gemäß dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 unterstellt.
- **Durchschnittliches Jahr:** In dieser Variante wird als Startwert für das Gaswirtschaftsjahr 2016/17 der L-Gas-Mengenbedarf für den Zeitraum April 2012 bis März 2013 angesetzt. Danach erfolgt eine Temperaturbereinigung auf den Temperaturdurchschnitt der Jahre 1991 bis 2013. Abschließend wird ein Mengenrückgang (reiner Endenergiebedarf) gemäß dem Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 unterstellt.

Die Temperaturbereinigung wird mit Hilfe der Gradtagszahlen der entsprechenden Jahre sowie der Gradtagszahl des langjährigen Mittels vorgenommen. Hierzu werden Angaben zu den Gradtagszahlen nach VDI-Richtlinie 3807 herangezogen. Die täglichen Gradtagszahlen geben dabei die Differenz der Tagesmitteltemperaturen zu einer festgelegten mittleren Raumtemperatur von 20,0°C an. Zur Abschätzung des L-Gas-Verbrauchs in einem kalten Jahr wird die Gradtagszahl des kältesten Jahres seit 1991 verwendet.

Auf Basis der Analyseergebnisse der Gaswirtschaftsjahre 2010/11 bis 2015/16 sehen die Fernleitungsnetzbetreiber die Notwendigkeit, den Startwert für den jährlichen L-Gas-Mengenbedarf im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 insbesondere auf Grund der deutlich stärkeren Beschäftigung der Gaskraftwerke nach oben zu korrigieren.

## Resultierender Importbedarf aus den Niederlanden

Die Differenz des L-Gas-Bedarfs und der inländischen Produktion wird als resultierender Importbedarf aus den Niederlanden angesetzt.

Die im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans 2016-2026 notwendige Anpassung der Planungsannahmen bzgl. deutscher Produktion und Letztverbraucherbedarf führt zu einer Erhöhung des resultierenden Importbedarfs.

Bilanziell kann die deutsche Produktion ab dem Gaswirtschaftsjahr 2025/26 den Mengenbedarf im GASPOOL-Marktgebiet abdecken. Aufgrund der notwendigen bedarfsgerechten Strukturierung der Produktionsmengen wird unterstellt, dass mindestens 20 % des GASPOOL-Bedarfs über Importe aus den Niederlanden bereitgestellt werden. Dies führt zu einem steigenden Importbedarf aus den Niederlanden ab dem Gaswirtschaftsjahr 2025/26.

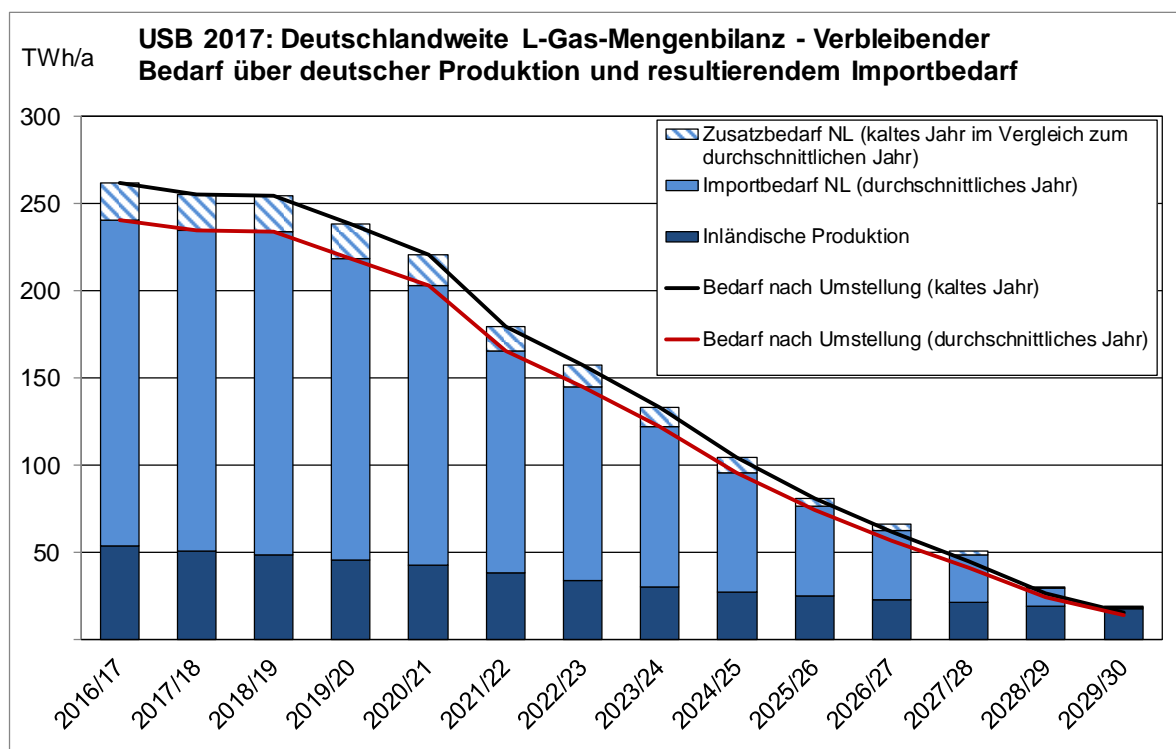
Die folgenden Abbildungen und Tabellen zeigen die deutschlandweite sowie die marktgebietsweiten L-Gas-Mengenbilanzen unter Berücksichtigung der möglichen

Entwicklungen des Mengenbedarfs, der inländischen Produktion und des resultierenden Importbedarfs aus den Niederlanden.

### Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz

In der Abbildung 6 und der Tabelle 10 werden die Ergebnisse der deutschlandweiten L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 erhöht sich im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 der Importbedarf um rund 28 TWh in einem durchschnittlichen Jahr bzw. rund 30 TWh in einem kalten Jahr.

Abbildung 6: Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**Tabelle 10:** Deutschlandweite L-Gas-Mengenbilanz kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	Verbleibender L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	Verbleibender L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion	Importbedarf aus NL Kaltes Jahr	Importbedarf aus NL Durch- schnittliches Jahr
2016/17	262,0	240,9	53,8	208,2	187,1
2017/18	255,3	234,7	50,6	204,7	184,1
2018/19	254,9	234,3	48,3	206,6	186,0
2019/20	238,1	218,8	45,7	192,4	173,1
2020/21	220,9	203,1	42,3	178,6	160,8
2021/22	179,9	165,3	37,9	141,9	127,4
2022/23	157,7	145,0	34,0	123,7	110,9
2023/24	133,2	122,4	30,4	102,8	92,0
2024/25	104,3	95,9	27,4	76,9	68,5
2025/26	81,0	74,5	25,1	55,9	51,4
2026/27	61,6	56,6	23,0	42,8	39,4
2027/28	45,0	41,3	21,1	29,7	27,3
2028/29	26,2	24,1	19,3	11,1	10,2
2029/30	15,0	13,8	17,7	0,3	0,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## Marktgebietsweite L-Gas-Mengenbilanzen

Für die Erstellung der marktgebietsweiten L-Gas-Mengenbilanzen wird der verbleibende Bedarf analog der deutschlandweiten Bilanz aus dem Absatz der zugehörigen Umstellungsbereiche ermittelt.

Die inländische Produktion wird wie folgt auf die beiden Marktgebiete aufgeteilt:

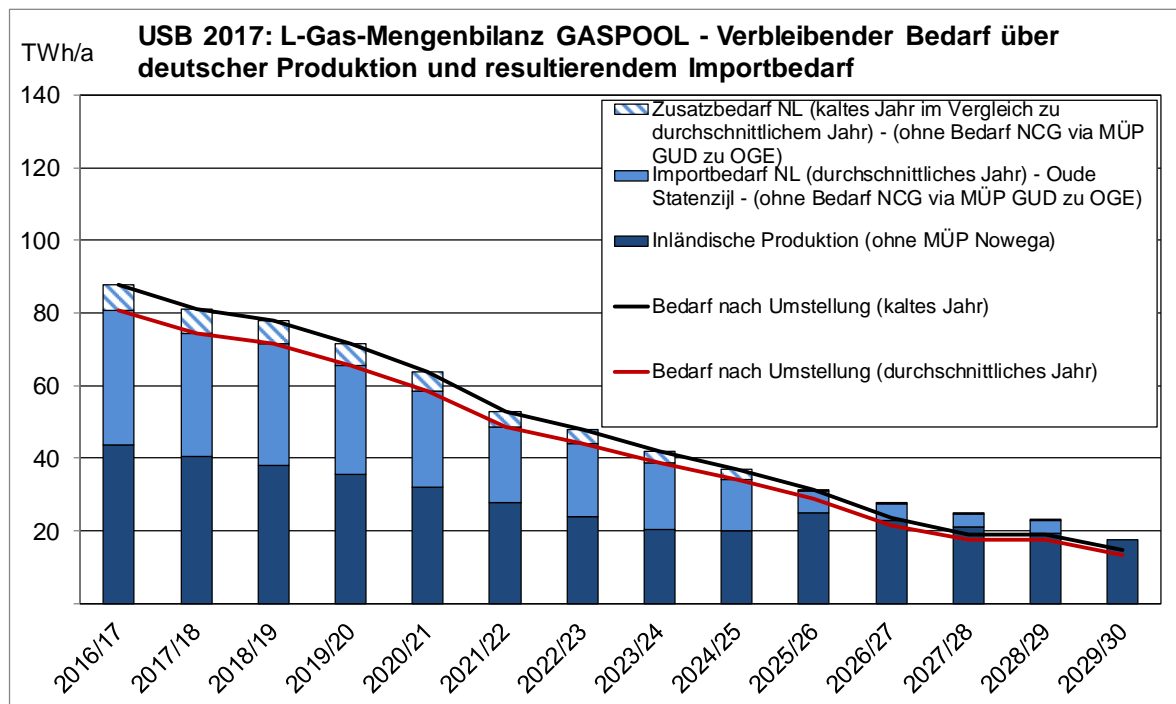
Für das Marktgebiet NCG werden ab dem 01.01.2016, aufgrund von Veränderungen im Netzzuschnitt der Nowega und einer damit einhergehenden Umwandlung des bisherigen Produktionseinspeisepunktes Steinbrink hin zu einem Marktgebietsübergang, anteilige Aufspeisungen aus deutscher Produktion über den Marktgebietsübergang zu GASPOOL angesetzt.

Der resultierende Importbedarf aus den Niederlanden im Marktgebiet GASPOOL wird ausschließlich dem Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl zugeordnet. Im Marktgebiet NCG erfolgt eine Aufteilung auf die Grenzübergangspunkte Oude Statenzijl, Elten/ Zevenaar und Winterswijk/ Vreden. Dabei werden dem Grenzübergang Oude Statenzijl bilanziell diejenigen Mengen zugeordnet, die am Marktgebietsübergang aus dem Marktgebiet GASPOOL in das Marktgebiet NCG übergeben werden müssen. Für den Importbedarf der NCG am Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl werden bis 2025 konstante Mengen pro Gaswirtschaftsjahr angesetzt und anschließend in drei Stufen schrittweise auf null reduziert. Der verbleibende Importbedarf wird den Grenzübergangspunkten Elten/ Zevenaar und Winterswijk/ Vreden zugeordnet.

## L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL

In der Abbildung 7 und der Tabelle 11 werden die Ergebnisse der GASPOOL-L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 erhöht sich im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 der Importbedarf um rund 22 TWh in einem durchschnittlichen Jahr bzw. rund 23 TWh in einem kalten Jahr.

*Abbildung 7: L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf*



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**Tabelle 11:** L-Gas-Mengenbilanz GASPOOL kaltes und durchschnittliches Jahr

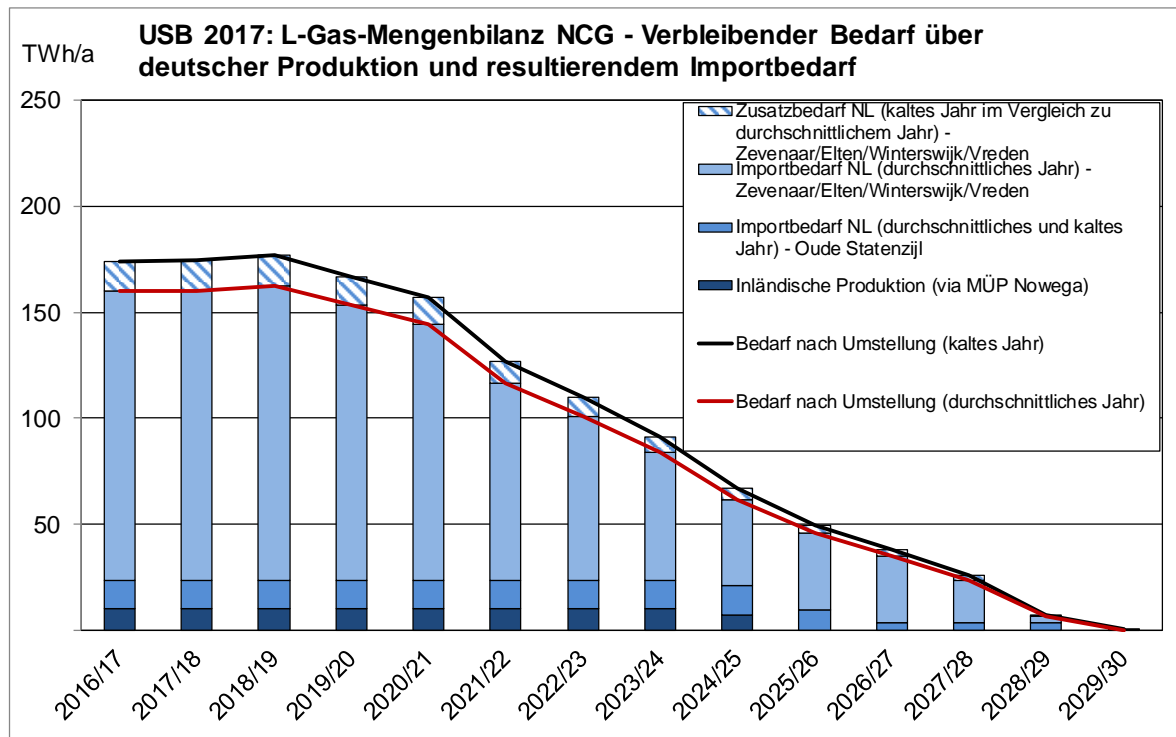
Angaben in TWh/a	Verbleibender L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	Verbleibender L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion Anteil GP/ Durchschnittliches Jahr	Importbedarf GP (Oude Statenzijl) - Kaltes Jahr	Importbedarf GP (Oude Statenzijl) - Durchschnittliches Jahr
2016/17	87,9	80,8	43,7	44,2	37,1
2017/18	81,0	74,5	40,5	40,6	34,0
2018/19	78,0	71,7	38,2	39,7	33,5
2019/20	71,5	65,7	35,6	35,9	30,1
2020/21	63,8	58,6	32,2	31,6	26,4
2021/22	52,8	48,6	27,8	25,0	20,7
2022/23	47,9	44,0	23,9	23,9	20,1
2023/24	42,0	38,6	20,3	21,7	18,3
2024/25	37,1	34,1	19,9	17,2	14,2
2025/26	31,4	28,9	25,1	6,3	5,8
2026/27	23,4	21,5	23,0	4,7	4,3
2027/28	19,0	17,5	21,1	3,8	3,5
2028/29	18,9	17,4	19,3	3,8	3,5
2029/30	14,7	13,5	17,7	0,0	0,0

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

### L-Gas-Mengenbilanz NCG

In der Abbildung 8 und der Tabelle 12 werden die Ergebnisse der NCG-L-Gas-Mengenbilanz dargestellt. Im Vergleich zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 erhöht sich im Gaswirtschaftsjahr 2016/17 der Importbedarf um rund 6 TWh in einem durchschnittlichen Jahr bzw. rund 7 TWh in einem kalten Jahr.

Abbildung 8: L-Gas-Mengenbilanz NCG – Verbleibender Bedarf über deutscher Produktion und resultierendem Importbedarf



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Tabelle 12: L-Gas-Mengenbilanz NCG - kaltes und durchschnittliches Jahr

Angaben in TWh/a	Verbleibender L-Gas-Bedarf Kaltes Jahr	Verbleibender L-Gas-Bedarf Durchschnittliches Jahr	Inländische Produktion Anteil NCG über MÜP Kaltes/ Durchschnittliches Jahr	Importbedarf NCG (Oude Statenzijl) - Kaltes/ Durchschnittliches Jahr	Importbedarf NCG (Zevenaar/ Elten, Winterswijk/ Vreden) - Kaltes Jahr	Importbedarf NCG (Zevenaar/ Elten, Winterswijk/ Vreden) - Durchschnittliches Jahr
2016/17	174,4	161,1	10,1	13,6	150,5	136,4
2017/18	174,5	161,2	10,1	13,6	150,6	136,5
2018/19	177,2	163,7	10,1	13,6	153,3	138,9
2019/20	166,8	154,1	10,1	13,6	142,9	129,4
2020/21	157,3	145,4	10,1	13,6	133,5	120,7
2021/22	127,2	117,5	10,1	13,6	103,3	93,1
2022/23	110,0	101,6	10,1	13,6	86,2	77,3
2023/24	91,2	84,3	10,1	13,6	67,4	60,1
2024/25	67,2	62,1	7,5	13,6	46,1	40,6
2025/26	49,7	45,9	0,0	9,5	40,2	36,1
2026/27	38,2	35,3	0,0	3,9	34,2	31,2
2027/28	25,9	24,0	0,0	3,9	22,0	19,9
2028/29	7,3	6,8	0,0	3,9	3,4	2,8
2029/30	0,3	0,3	0,0	0,0	0,3	0,3

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 4.5 Anzahl der jährlichen Geräteanpassungen

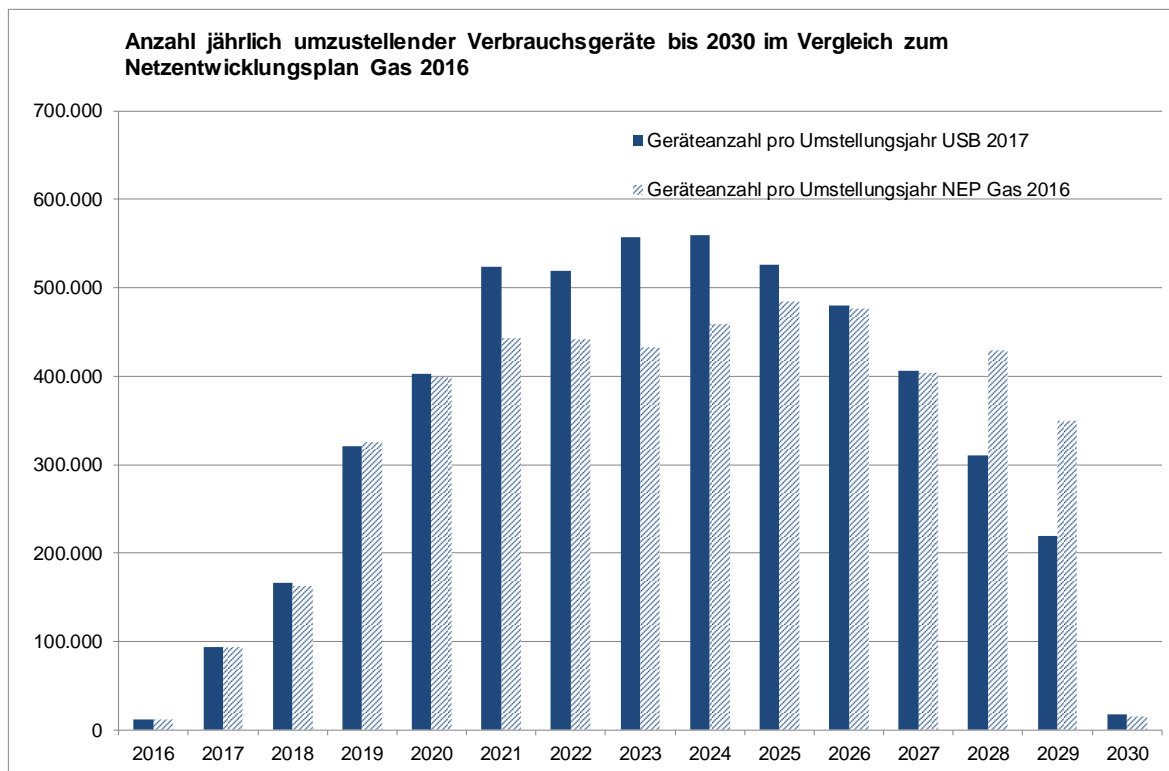
Das Jahr 2017 ist bereits das dritte Jahr mit Geräteanpassungen der mit dem Netzentwicklungsplan Gas 2013 auf den Weg gebrachten deutschlandweiten L-H-Gas-Umstellung. Alle Umstellungsplanungen seit 2013 haben einen stetigen Anstieg der jährlichen Gerätezahlen berücksichtigt, um den Aufbau von Ressourcen und die Qualifikation von Personal für die Durchführung der Geräteanpassungen zu gewährleisten. Erst ab 2021 wird in der aktuellen Umstellungsplanung die maximal jährlich anzupassende Geräteanzahl erreicht.

Mit Stand vom 15.03.2017 sind 22 Unternehmen durch den DVGW zertifiziert worden (DVGW G 676 B1) und weitere befinden sich im Zertifizierungsprozess. Die Zertifizierung unterscheidet zwischen Umstellungen und Anpassungen (Gruppe A), Kontrolle (Gruppe B) und Projektmanagement (Gruppe C). Die Ausschreibungen für die Umstellungen bis etwa 2020 sind durch die Verteilernetzbetreiber erfolgt. Die Fernleitungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass der weiterhin ansteigende Umstellungsbedarf vom Markt gedeckt werden kann.

Der Bedarf an Umstellungsressourcen hängt auch stark von der Möglichkeit der unterjährigen Aufteilung der Umstellungsbereiche ab. Die Aufteilung in kleinere Sektionen kann den Ressourcenbedarf reduzieren.

In Abbildung 9 wird der Vergleich der umzustellenden Gerätezahlen gegenüber dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 dargestellt.

**Abbildung 9: Anzahl der umzustellenden Verbrauchsgeräte pro Jahr in den bis 2030 benannten Umstellungsbereichen**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber



Die Fernleitungsnetzbetreiber sehen die Notwendigkeit einer Erhöhung der maximalen Anpassungsrate auf rund 550.000 Verbrauchsgeräte pro Jahr.

Vor dem Hintergrund der Diskussionen über weitere Produktionsrückgänge in Deutschland und den Niederlanden (Groningen-Feld), der Ist-Analyse des Gaswirtschaftsjahres 2015/16 und den damit verbundenen Unsicherheiten über die zukünftige Verfügbarkeit von Leistungen und Mengen werden damit die engen Leistungs- und Mengenbilanzen entlastet. Die beschleunigte Umstellung leistet einen Beitrag zur Versorgungssicherheit in Deutschland.

## 4.6 Umstellungsbereiche

### 4.6.1 Festlegung der Umstellungsbereiche

Aufgrund des kontinuierlichen Rückgangs der L-Gas-Produktion in Deutschland bestand bereits ab 2015 die Notwendigkeit zur Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas. Aus diesem Anlass haben die Fernleitungsnetzbetreiber im Jahr 2015 mit der Marktraumumstellung begonnen.

Die Umstellung von Netzbereichen auf eine Versorgung mit H-Gas ist organisatorisch sehr aufwendig und insbesondere in Bezug auf die notwendige Anpassung der Verbrauchsgeräte auf die geänderte Gasqualität mit erheblichen Kosten verbunden. Die Auswahl der Bereiche erfolgte sehr sorgfältig sowie unter Beachtung der Versorgungssicherheit über alle Netzebenen. Dies war und ist auch weiterhin nur durch eine sehr enge Zusammenarbeit mit den Verteilernetzbetreibern zu erreichen. Nach der Erarbeitung der ersten Konzepte der Umstellungsbereiche durch die Fernleitungsnetzbetreiber wurden deren Ergebnisse gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern besprochen und in Umstellungsfahrplänen verbindlich vereinbart.

Eine Auflistung aller L-Gas-Netzbetreiber und deren Zuordnung zu den Umstellungsbereichen befindet sich in der NEP-Gas-Datenbank.

Abhängigkeiten verschiedener Umstellungsbereiche bzgl. der Umstellungsreihenfolge werden für die Bereiche, für die bereits Detailplanungen vorliegen, ebenfalls in der NEP-Gas-Datenbank erläutert.

Der L-H-Gas-Umstellungsprozess ist ein kontinuierlicher, rollierender Prozess, der ständigen Anpassungen unterworfen ist. Für die Modellierungen im Rahmen eines Netzentwicklungsplans wurde als Stichtag der 01.11. des Vorjahrs gewählt, um zur Veröffentlichung des Konsultationsdokuments im Februar des entsprechenden Jahres termingerecht Modellierungsergebnisse zu erzielen. Die sich zwischen den Netzentwicklungsplänen ergebenden Änderungen und Anpassungen werden im jeweiligen Umsetzungsbericht (erstmalig in 2017) mit Stichtag 01.01. beschrieben.

Die folgenden allgemeinen Kriterien werden bei der Auswahl der Umstellungsbereiche berücksichtigt:

- Nutzung vorhandener Schnittpunkte von H- und L-Gas-Netzen
- Integration bestehender L-Gas-Transportinfrastruktur für H-Gas-Transporte nach der Umstellung

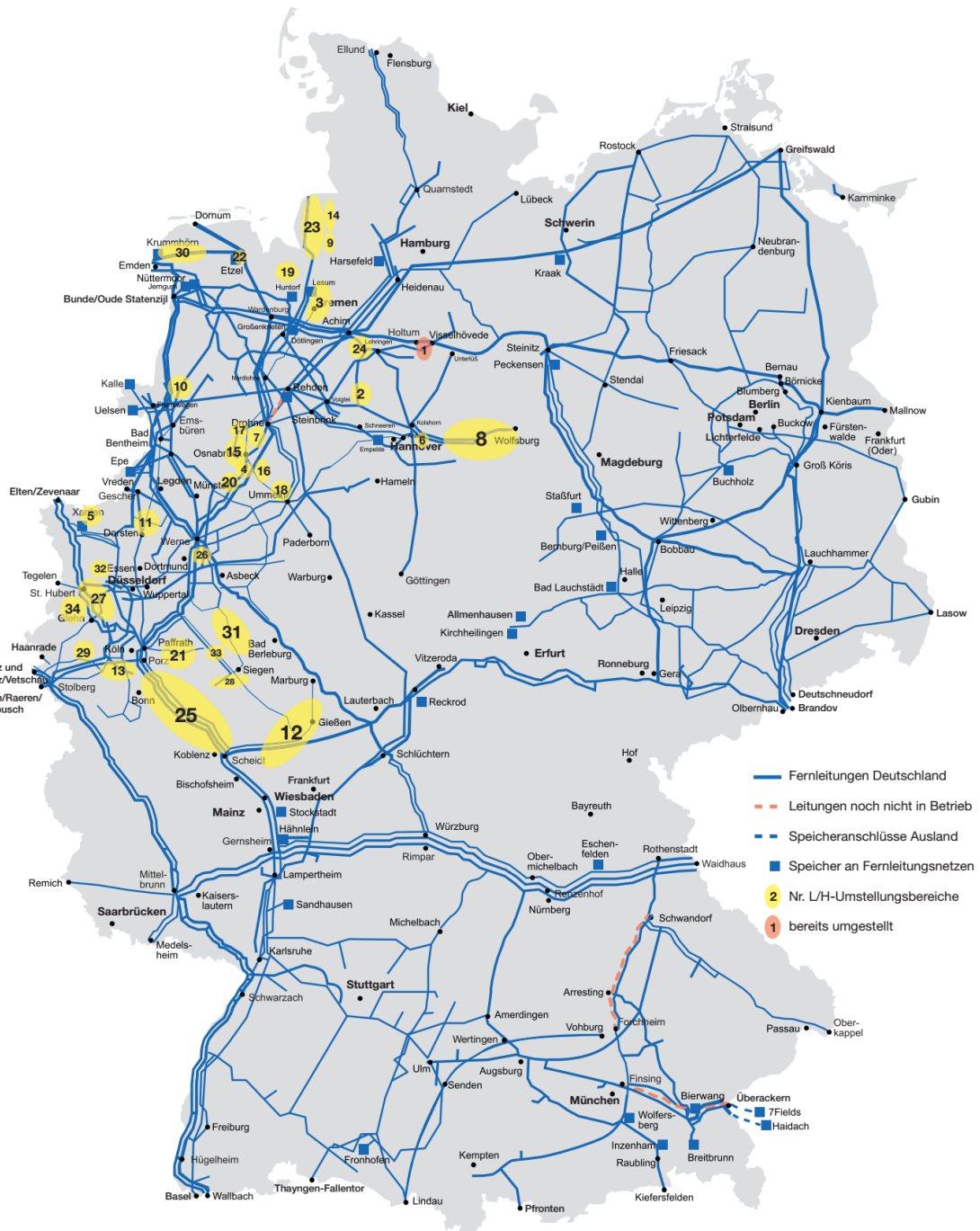


- Definition von Netzgebieten, deren Qualitätsumstellung zu einem Umstellungszeitpunkt sicher beherrschbar ist (Zahl der Verbrauchsgeräte, verfügbares Fachpersonal etc.)
- Sicherstellung der im L-Gas-Markt weiterhin erforderlichen Entry-Kapazitäten für die Produktionseinspeisung, d. h. die L-Gas-Einspeisepunkte der deutschen Förderung bleiben so lange wie möglich genutzt
- Anschluss bzw. geographische Nähe von H-Gas-Leitungen mit hohen Transportkapazitäten
- Sicherstellung der Abtransportkapazität für Speicherleistungen im L-Gas zur Deckung der Leistungsbilanz (auch nach der Umstellung von Bereichen)
- Berücksichtigung der Auswirkungen einer Auftrennung von Verteilernetzen für eine teilweise Umstellung auf H-Gas
- Erhalt der Versorgungsfähigkeit im verbleibenden L-Gas-System
- Aufgrund der bereits gesammelten Erfahrung wird die Umstellung eines Industriebereichs weniger komplex eingeschätzt als die Umstellung von Verteilernetzen. Insbesondere für Gaskraftwerke lässt sich mit verhältnismäßig geringem Aufwand eine signifikante Entlastung der L-Gas-Leistungsbilanz erzielen
- Einen erheblichen Anteil innerhalb der Planung der Marktraumumstellung nimmt der Antransport der substituierenden H-Gas-Kapazitäten ein. Zudem muss berücksichtigt werden, dass es sich um zusätzliche H-Gas-Leistungen handelt, die das H-Gas-System darüber hinaus belasten

#### 4.6.2 Übersicht der Umstellungsbereiche

Die folgende Abbildung 10 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre bis 2022. Die in Gelb dargestellten Umstellungsbereiche symbolisieren die Größe des umzustellenden Bereiches entsprechend dem Leistungsbedarf. In Orange wird der bereits in den Jahren 2015 und 2016 umgestellte Bereich dargestellt.

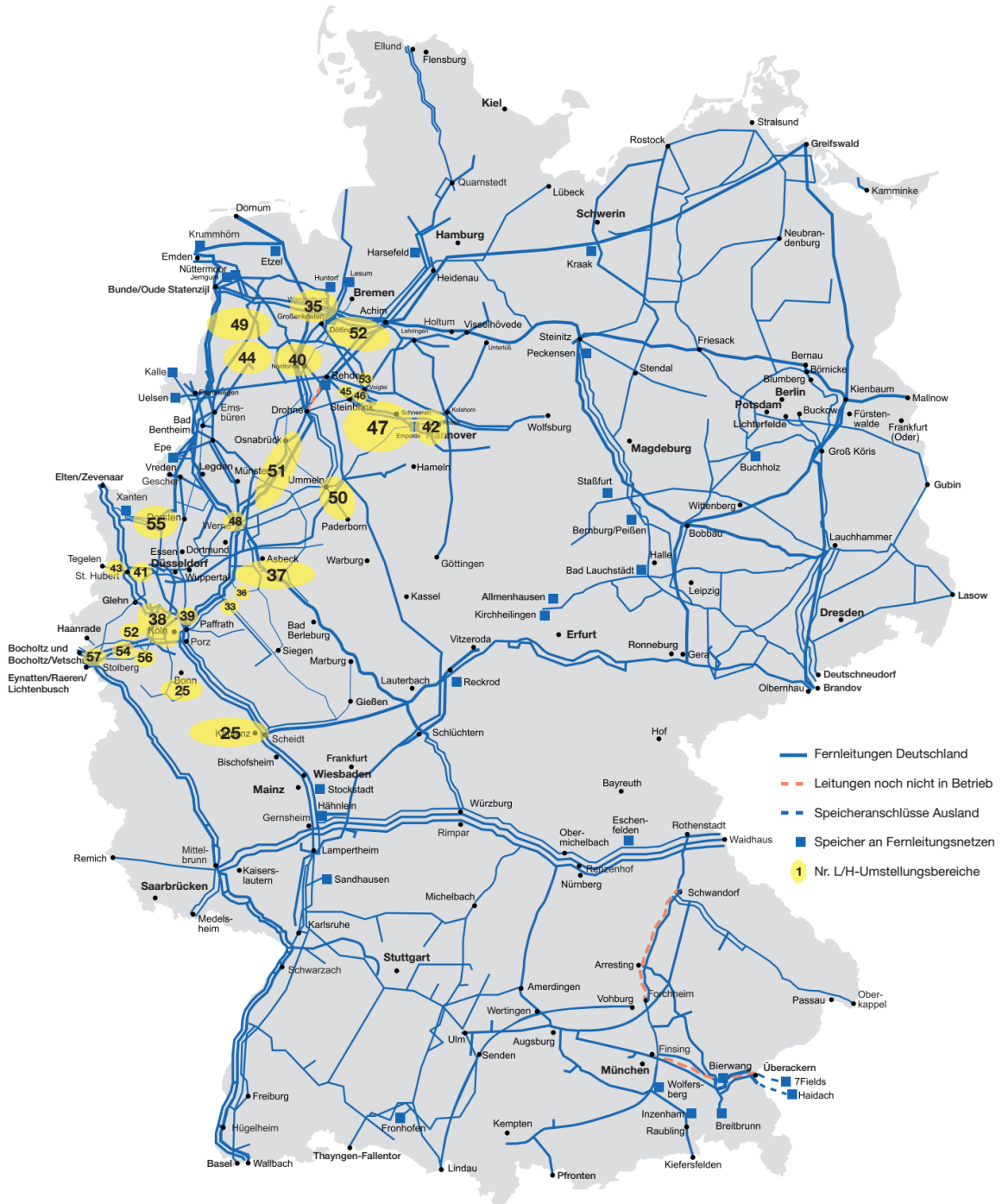
Abbildung 10: Umstellungsbereiche bis 2022



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 11 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2023 bis 2027.

Abbildung 11: Umstellungsbereiche 2023 bis 2027



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Tabelle 13 zeigt eine Übersicht über alle Umstellungsbereiche. Die in diesem Vorschlag dargestellten Umstellungszeitpunkte und die Strukturierungsmöglichkeiten bei der Umstellung von größeren Bereichen werden mit den Verteilernetzbetreibern konkretisiert. Eine punktscharfe Auflistung der Umstellungsbereiche bis 2030 mit rund 1.100 umzustellenden Netzkopplungs- und Netzanschlusspunkten findet sich in der NEP-Gas-Datenbank. Die indikativen Umstellungszeitpunkte beziehen sich jeweils auf das genannte Kalenderjahr.

*Tabelle 13: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche bis 2027*

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungszeitpunkte USB 2017
1	Schneverdingen/ Walsrode/ Fallingbospel	WAL-05	GUD	2016
2	Nienburg/ Neustadt/ Hannover Nord	NIE-02	GUD	2017
3	Achim	ACH-03	GUD	2017
3	Bremen/Delmenhorst	BD1-02	GUD	2017
4	Teutoburger Wald 1	TW1-01	OGE	2017
5	Hüthum	HÜT-02	TG	2017
25	Emsland I	EMS-03	Nowega	2017
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-03	GUD	2018
6	Peine	PEI-02	GUD	2018
7	Teutoburger Wald 2	TW2-01	OGE	2018
8	Hannover Ost/ Wolfsburg	AVHO-01	GUD	2018
9	Posthausen I	CB3-01	GTG	2018
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-04	GUD	2019
8	Hannover Ost/ Wolfsburg	AVHO-02	GUD	2019
11	Marl	MAR-01	OGE	2019
12	Mittelhessen	MHE-01	OGE	2019
13	Bonn	BON-02	OGE	2019
14	Posthausen II	CB2-03	GTG	2019
15	Osnabrück	OSN-01	OGE	2019
16	Teutoburger Wald 3	TW3-01	OGE	2019
17	Teutoburger Wald 4	TW4-01	OGE	2019
18	Teutoburger Wald 6	TW6-02	OGE	2019
3	Bremen/ Delmenhorst	BD1-05	GUD	2020
8	Hannover Ost/ Wolfsburg	AVHO-03	GUD	2020
12	Mittelhessen	MHE-02	OGE	2020
13	Bonn	BON-07	OGE	2020
19	EWE-Zone Teil I	EW1-02	GTG	2020
20	Teutoburger Wald 5	TW5-01	Nowega	2020
20	Teutoburger Wald 5	TW5-01	OGE	2020
21	Aggertalleitung	AGG-04	OGE	2020
21	Aggertalleitung	AGG-04	TG	2020
8	Hannover Ost/ Wolfsburg	AVHO-04	GUD	2021
12	Mittelhessen	MHE-03	OGE	2021
21	Aggertalleitung	AGG-05	TG	2021
22	EWE-Zone Teil II	EW2-02	GTG	2021

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs- zeitpunkte USB 2017
23	Bremen Nord/ Osterholz Scharmbeck/ Bremerhaven/ Cuxhaven	CUX-01	GUD	2021
24	Verden	VER-02	GUD	2021
25	Mittelrhein	MRH-01	OGE	2021
26	Oberaden	OBA-02	OGE	2021
27	Rheinland	RHL-01	OGE	2021
27	Rheinland	RHL-01	TG	2021
28	Westerwald/ Sieg	WWS-01	OGE	2021
29	Bergheim 1	BER-02	TG	2021
25	Mittelrhein	MRH-02	OGE	2022
30	EWE-Zone Teil III	EW3-02	GTG	2022
31	Südwestfalen	SÜW-02	OGE	2022
32	Willich	WIL-03	OGE	2022
32	Willich	WIL-03	TG	2022
33	Wipperfürth - Niederschelden	WIN-02	OGE	2022
33	Wipperfürth - Niederschelden	WIN-02	TG	2022
34	Mönchengladbach	MÖN-01	TG	2022
25	Mittelrhein	MRH-03	OGE	2023
33	Wipperfürth - Niederschelden	WIN-03	OGE	2023
35	EWE-Zone Teil IV	EW4-02	GTG	2023
36	Elverlingsen	ELV-01	OGE	2023
37	Hagen - Iserlohn - Ergste	HAG-03	OGE	2023
38	Köln - Bergisch Gladbach	KDL-04	OGE	2023
38	Köln - Bergisch Gladbach	KDL-04	TG	2023
39	Radevormwald	RAD-02	OGE	2023
33	Wipperfürth - Niederschelden	WIN-04	OGE	2024
38	Köln - Dormagen	KDL-06	OGE	2024
38	Köln - Dormagen	KDL-06	TG	2024
39	Radevormwald	RAD-04	OGE	2024
39	Radevormwald	RAD-04	TG	2024
40	EWE-Zone Teil V	EW5-02	GTG	2024
41	Viersen - Willich	VIW-02	OGE	2024
41	Viersen - Willich	VIW-02	TG	2024
42	Hannover Ost	DRA-04	OGE	2024
43	Kaldenkirchen	KAL-02	OGE	2024
38	Köln - Dormagen	KDL-05	OGE	2025
38	Köln - Dormagen	KDL-05	TG	2025
44	EWE-Zone Teil VI	EW6-02	GTG	2025
45	Lemförde	LEM-02	Nowega	2025
45	Lemförde	LEM-02	OGE	2025
46	Petershagen	PET-03	Nowega	2025
46	Petershagen	PET-02	OGE	2025
47	Drohne - Ahlten	DRA-05	OGE	2025

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs- zeitpunkte USB 2017
48	Hamm	HAM-02	OGE	2025
49	EWE-Zone Teil VII	EW7-02	GTG	2026
50	Bielefeld/Paderborn	BPD-01	GUD	2026
51	Werne - Ummeln - Döhne	WUD-02	OGE	2026
52	EWE-Zone Teil VIII	EW8-01	GTG	2027
53	Zone Westnetz	WES-02	GTG	2027
54	Rommerskirchen/ Kerpen	ROK-02	OGE	2027
54	Rommerskirchen/ Blatzheim	ROB-01	TG	2027
55	Sonsbeck - Dorsten	SOD-02	OGE	2027
55	Sonsbeck-Oberhausen	SOO-01	TG	2027
56	Hürth/ Brühl /Bergheim 2	HBB-02	TG	2027
57	Weisweiler/ Düren	WED-01	TG	2027

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 4.7 Detaillierte Erläuterung der Umstellungsbereiche der jeweiligen Fernleitungsnetzbetreiber bis 2027

### 4.7.1 Netzgebiet GUD

Im Netz der GUD wurde mit dem ersten Umstellbereich bereits in 2015 begonnen. Die Gründe für die frühe Umstellung sind:

Das Netz der GUD ist direkt vom inländischen Produktionsrückgang betroffen, was insbesondere auch Auswirkungen auf die verfügbaren Transport-Kapazitäten hat.

Kapazitätsbedarf durch erhöhte interne Bestellungen und Anfragen der Industrie kann am effizientesten durch die Umstellung von Netzbereichen abgedeckt werden.

Aufgrund des vorhandenen Zugangs zu verschiedenen Grenzübergangspunkten – insbesondere auch Zugang zu Importen aus Russland über die NEL – stehen aktuell innerhalb des Netzes der GUD ausreichende H-Gas-Kapazitäten zur Verfügung, um eine Umstellung zu ermöglichen.

Im Netz der GUD besteht technisch die Möglichkeit zur sukzessiven Umstellung von kleineren Bereichen.

Die bis 2026 geplanten Bereiche lassen sich in fünf Regionen zusammenfassen, die jeweils durch die Antransport-Route des für die Umstellung benötigten H-Gases charakterisiert sind. Die Umstellungsreihenfolge innerhalb der Regionen ist in der Regel durch den H-Gas-Antransport bestimmt.

#### Schneverdingen/ Walsrode/ Fallingbostal (2015-2016)

Der Umstellungsbereich „Schneverdingen/Walsrode/Fallingbostal“ umfassen alle Stationen an der ETL52 (Bomlitz-Schneverdingen), an der ETL22 (Luttum-Bomlitz) und



ETL70 (bis Fallingbostal). Für die Umstellung dieser Bereiche wurde eine neue Überspeisung von der NETRA in die Leitung 52 errichtet, die eine frühzeitige isolierte Umstellung des Gebiets ermöglicht hat.

Die Umstellung dieses Bereiches wurde in 2015 und 2016 durchgeführt.

### **Luttum bis Wolfsburg (2017-2021) und Verden (2021)**

Der Bereich zwischen Luttum und Wolfsburg (vgl. Tabelle 13) soll sukzessiv auf H-Gas umgestellt werden. Das für die Umstellung benötigte H-Gas wird über das Netz der Nowega an der Station Voigtei bereitgestellt werden. Von dort ausgehend werden nacheinander die Stationen entlang der Leitungen von Nienburg ausgehend in Richtung Osten und Norden umgestellt. Die in einer Phase jeweils nicht umgestellten Stationen werden von der Station Kolshorn aus mit L-Gas versorgt. Das benötigte L-Gas wird über die Station Lehringen und die Leitung 9038 (Lehringen-Kolshorn) nach Kolshorn transportiert. Die Trennung zwischen den Gasqualitäten erfolgt bei den jeweiligen Umstellungsteilschritten durch vorhandene Streckenarmaturen.

Der Start der Umstellung in diesem Gebiet erfolgt im Jahre 2017 mit dem Umstellungsbereich „Nienburg/ Neustadt/ Hannover Nord.“ Im Jahre 2018 folgt der Bereich „Peine“ sowie der erste Teil des Bereichs „Hannover Ost/ Wolfsburg“. Der verbleibende Teilbereich des Umstellungsbereichs „Hannover Ost/ Wolfsburg“ wird sukzessive bis 2021 umgestellt.

Mit Abschluss der Umstellung dieses Bereiches wird H-Gas über die Leitung Achim-Luttum-Kolshorn in dieses Gebiet transportiert werden. Dieser Schritt erfolgt koordiniert mit der Umstellung des Bereichs „Verden“, dessen Stationen an der Leitung von Achim nach Kolshorn vor Luttum liegen.

### **Bremen/ Achim/ Delmenhorst (2017-2020)**

Die Umstellbereiche „Bremen/Delmenhorst“ und „Achim“ (vgl. Tabelle 13) umfassen die gesamten Netze der genannten Städte mit Ausnahme des nördlichen Teils des Netzes der wesernetz Bremen (nördlich der „Lesum“), der über die Station „Bremen Nord“ versorgt wird.

### **Bremen Nord, Bremerhaven bis Cuxhaven und östlicher Teil des Netzes der EWE Netz (2021)**

Beim Umstellbereich „Bremen Nord/Osterholz Scharmbeck/ Bremerhaven/ Cuxhaven“ (vgl. Tabelle 13) wird der nördliche Bereich umgestellt, der von Ganderkesee aus über die Leitung Ganderkesee-Bremerhaven sowie Bremerhaven-Cuxhaven versorgt wird. Der Bereich beinhaltet den nördlichen Teil des Netzes der wesernetz Bremen und reicht über Bremerhaven bis Cuxhaven. Der östliche Teil des Netzes der EWE Netz wird über einen Weserdüker der EWE Netz und über die Station Heerstedt der GTG Nord, die an diesem nördlichen Ast liegt, versorgt. Dieser Bereich des Netzes der EWE Netz wird durch die GTG Nord vor 2021 umgestellt.

### **Bielefeld/ Paderborn (2026)**

Die Umstellung dieses Bereiches erfolgt zusammen mit dem Bereich Werne-Ummeln-Drohne bereits im Jahr 2026. Dieser Bereich wird zeitlich vorgezogen aufgrund der Produktionseinschränkungen im Groningen Feld (vgl. Kapitel 4.1)

### **4.7.2 Netzgebiet Nowega**

#### **Konvertierungsanlage (2016)**

Die Konvertierungsanlage in Rehden ist seit dem 01.02.2016 in Betrieb. Die Anlage ist mit einer redundanten Leistung von 1,4 GWh/h zur Spitzenlastabdeckung ausgelegt.

#### **Teutoburger Wald 5 (Nowega-Anteil Stadtwerke Lengerich) (2020)**

Im Umstellbereich „Teutoburger Wald 5“ der OGE erfolgt die Teilumstellung der Stadtwerke Lengerich. Diese befinden sich mit Teilen der städtischen Versorgung in einer Marktgebietsüberlappung mit NCG (OGE) und GASPOOL (Nowega). Der OGE-Anteil soll in 2020 vollständig, der Nowega-Anteil in einem ersten Schritt 2020, in einem zweiten Schritt erst 2029 auf H-Gas umgestellt werden (vgl. [NEP-Gas-Datenbank](#)). Diese Umstellung erfordert bei Nowega keine Aus- bzw. Umbaumaßnahmen.

#### **Emsland I (2017)**

Dieser Netzbereich beinhaltet einen Industriekunden, der im Zuge der Unterstützung der L-Gas Versorgungssicherheit bereits vorzeitig auf H-Gas umgestellt werden kann. Der betreffende H-Gas-Antransport an Nowega erfolgt über GUD.

#### **Petershagen (2025)/ Lemförde (2025)**

Im Umstellbereich „Drohne-Ahlten“ der OGE erfolgt u. a. die Umstellung von Bereichen, in denen die Westnetz GmbH Verteilernetzbetreiber ist. Diese befinden sich mit Teilen der Versorgung in einer Marktgebietsüberlappung mit NCG (OGE) und GASPOOL (Nowega). Diese Überlappung wird im Zuge der Marktraumumstellung in großen Teilen durch die Versorgung über OGE im H-Gas bereinigt. Lediglich ein kleiner Teil von Petershagen bleibt bis voraussichtlich 2029 im Netzgebiet der Nowega und wird weiterhin im L-Gas versorgt. Die Umstellung erfordert bei Nowega zunächst keine Aus- bzw. Umbaumaßnahmen. Der Umstellbereich Lemförde beinhaltet darüber hinaus die Umstellung eines direkt angeschlossenen Industriekunden. In diesem Zuge erfolgt hier ebenfalls ein Marktgebietswechsel und die vollständige Versorgung über OGE.



#### **4.7.3 Netzgebiet GTG Nord**

GTG Nord hat aufgrund einer Beschleunigung der Marktraumumstellung bei dem größten nachgelagerten Netzbetreiber EWE NETZ GmbH die Umstellung ihres gesamten Fernleitungsnetzes vorgezogen. Somit beginnt die Umstellung der ersten Netzbereiche bereits in 2018 und endet mit der Umstellung der letzten Zone in 2027. Die EWE NETZ GmbH ist mit ca. 70 Netzkopplungspunkten mit GTG Nord verbunden. Alle diese Netzkopplungspunkte sind gegenwärtig zu vier Zonen zusammengefasst. Für die Umstellung dieser Zonen ist es notwendig, sie in kleinere Bereiche (EWE Zone I-VIII) zu unterteilen. Die Ringstruktur des GTG-Netzes muss für den gesamten Umstellungszeitraum aufgebrochen und in Segmente unterteilt werden.

Im Folgenden werden die im Netzgebiet von GTG Nord geplanten Umstellungen beschrieben.

##### **Posthausen I und Posthausen II (2018-2019)**

Die Umstellung der ersten Bereiche erfolgt im östlichen Netzteil der EWE NETZ GmbH (Posthausen I und II) und erstreckt sich über den Bereich Althausen in 2018 bis unmittelbar vor Cuxhaven in 2019. Zur Versorgung der EWE NETZ GmbH mit H-Gas in diesem Bereich wird ein neuer Netzkopplungspunkt bei Posthausen zur GASCADE errichtet.

##### **EWE-Zone Teil I (2020)**

Im Jahr 2020 wird die EWE-Zone Teil I von Huntorf bis Bergedorf inklusive der Bereiche Nordenham/ Blexen bis zum Zusammenschluss mit dem Umbereich Posthausen umgestellt. Es werden derzeit Gespräche mit den beteiligten Parteien geführt. Das H-Gas wird über den Netzkopplungspunkt Bergedorf von der GUD bereitgestellt.

##### **EWE-Zone Teil II-VIII (2021-2027)**

Für die weiteren Umbereichsbereiche ab 2021 und folgende finden aktuell intensive Gespräche mit EWE NETZ GmbH und der EWE Gasspeicher GmbH statt, um eine optimale Umstellungsreihenfolge zu erarbeiten.

#### **4.7.4 Netzgebiete OGE und TG**

Im Folgenden werden die im Netzgebiet von OGE und Thyssengas ab dem Jahr 2017 geplanten Umstellungen beschrieben.

##### **Nördlicher Teil des L-Gas Netzes zwischen Bremen und Werne (2017-2026)**

Im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes wird in den Anfangsjahren (2017-2020) mit kleineren Umstellungen im Bereich Teutoburger Wald begonnen. Dies betrifft kleinere, regional abgegrenzte Netzgebiete, bei denen eine Anbindung an das parallel verlaufende H-Gas-System erfolgen kann. Im Jahr 2019 erfolgt dann die Umstellung des Gebiets Osnabrück. Des Weiteren wird im Jahr 2019 Industrie in Marl umgestellt.

Die Umstellung des gesamten nord-östlichen Bereichs des NCG-L-Gas-Netzes erfolgt in den Jahren 2024 (Hannover Ost) und 2025 (Drohne-Ahlten) inklusive des nachgelagerten

Speichers Empelde. Der Marktgebietsübergangspunkt Steinbrink liegt ebenfalls in diesem Versorgungsbereich. Eine Übernahme von L-Gas Mengen in Steinbrink in das NCG-Marktgebiet ist nach Umstellung des Bereichs Drohne-Ahlten ab 2025 nicht mehr möglich.

Im Zuge der Umstellungen im nördlichen Teil des L-Gas-Netzes ist in Absprache mit Verteilernetzbetreibern, deren Netzgebiete bisher aus beiden Marktgebieten versorgt werden, eine Auflösung der Marktgebietsüberlappung vorgesehen. Dies betrifft die Umstellungsbereiche Lemförde, Petershagen und Lengerich. Im Vorgriff auf die Umstellung wurde die Auflösung der Marktgebietsüberlappung im Netzbereich Wunstorf bereits realisiert. Die Versorgung nach Umstellung erfolgt durch OGE.

Auch im Netzbereich Bremen/ Delmenhorst erfolgt im Vorgriff auf die Umstellung in 2020 eine schrittweise Auflösung der Marktgebietsüberlappung bis zum 01.10.2017. Die Versorgung nach Umstellung erfolgt durch GUD.

Das Umstellungsgebiet Werne-Ummeln-Drohne wird im Jahr 2026 umgestellt. Die Umstellung entlastet den L-Gas-Grenzübergangspunkt Oude Statenzijl und hierüber die niederländische Produktion in Groningen.

#### **Mittlerer Teil des L-Gas-Netzes zwischen Werne und Köln (2021-2025)**

In den Jahren 2021 bis 2023 wird das System östlich der Leitung zwischen Werne und Köln umgestellt. Hierbei wird mit den Gebieten Westerwald/Sieg und Oberaden in 2021 begonnen. Die Umstellung von Oberaden wird dabei im Vergleich zu dem zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 aus dem Jahr 2023 vorgezogen.

Im Unterschied zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 wird die Umstellung des Bereichs Wipperfürth – Niederschelden auf die Jahre 2022 bis 2024 aufgeteilt. Zusätzlich zum Beginn der Umstellung dieses Bereichs wird in 2022 der Bereich Südwestfalen umgestellt.

In 2023 folgt die Umstellung der Bereiche Hagen-Iserlohn-Ergste, der zweite Teil von Wipperfürth-Niederschelden, sowie Elverlingsen.

In 2024 wird der letzte Teil des Bereichs Wipperfürth-Niederschelden umgestellt.

Der Bereich Hamm wird in 2025 umgestellt, um anschließend mit der im vorigen Abschnitt beschriebenen Umstellung des Netzbereichs Werne-Ummeln-Drohne im Folgejahr eine Entlastung des Grenzübergangspunkts Oude Statenzijl zu erzielen.

#### **Südlicher Teil des L-Gas-Netzes zwischen Köln und Frankfurt (2019-2023)**

Im südlichen Teil des L-Gas-Netzes wird in 2019 in den Räumen Bonn und Mittelhessen mit kleineren Umstellungen begonnen.

Im Jahr 2020 beginnt der Rückgang der niederländischen Importleistung. Um dies zu kompensieren ist es erforderlich, größere Bereiche umzustellen. In den Jahren 2020 und 2021 betrifft dies den Raum Mittelhessen, in 2021 bis 2023 den Raum Mittelrhein.

Durch diese Umstellungen steht bereits ab 2021 eine L-Gas-Transportleitung (Scheidt-Weidenhausen) für die Nutzung im H-Gas-Netz zur Verfügung.

Ab 2024 können die Transportleitungen südlich von Porz inklusive der bisher im L-Gas genutzten Verdichtereinheiten an den Standorten Porz und Scheidt im H-Gas genutzt werden.

### **Westlicher Teil des L-Gas-Netzes zwischen Elten und Köln (2017-2027)**

Weitere Marktraumumstellungen erfolgen im Westen des Marktgebiets der NCG, beginnend in der Region Hülthum im Jahr 2017. Die Umstellung des Bereichs Aggertal erfolgt in den Jahren 2020 und 2021.

Nachfolgend werden zunächst große Industriebetriebe und Gaskraftwerke im Raum Rheinland zur Entlastung der deutschlandweiten L-Gas-Bilanz umgestellt. Bis zum Beginn dieser Umstellung im Jahr 2021 ist es notwendig, die Anbindung an das H-Gas-System von Eynatten nach Legden (ZEELINK 1 und ZEELINK 2) mit den Anschlusspunkten in Glehn und St. Hubert an die NETG zu realisieren.

Des Weiteren wird im Jahr 2021 das Gebiet Bergheim 1 umgestellt. Der Antransport von H-Gas erfolgt über das bestehende System der Thyssengas.

Für die Umstellung weiterer Netzbereiche in den Jahren 2021 bis 2024 in der Region Niederrhein (Rheinland, Willich, Mönchengladbach, Kaldenkirchen, Viersen - Willich) erfolgt die H-Gas-Bereitstellung größtenteils über die ZEELINK. Im Unterschied zum zweiten Konsultationsdokument des Netzentwicklungsplans Gas 2016-2026 wurden bei diesen Gebieten die Umstellungsgebiete Willich von 2023 nach 2022 und Viersen - Willich von 2025 nach 2024 vorgezogen. Darüber hinaus wird die Umstellung des Gebietes Kaldenkirchen von 2023 auf das Jahr 2024 verschoben.

Auf Grund der Größe des Umstellungsbereichs im Raum Köln wird die Umstellung von zwei auf drei Jahre ausgedehnt. Sie erfolgt im Gebiet Köln-Bergisch Gladbach zusammen mit dem Bereich Radevormwald in den Jahren 2023 und 2024 und in dem auf zwei Jahre aufgeteilten Gebiet Köln-Dormagen in den Jahren 2024 und 2025. Hierfür ist der Bau einer Transportleitung von Paffrath bis Voigtslach (ID-067-02) notwendig, um sowohl die H-Gas-Anbindung der Umstellbereiche als auch die Versorgung der im L-Gas verbleibenden Netzbereiche zu gewährleisten.

Nach erfolgter Umstellung im Jahr 2024 stehen bisher im L-Gas-System genutzte Transportleitungen von St. Hubert bis Paffrath im H-Gas-Netz zur Verfügung.

Im Jahr 2027 erfolgt die Umstellung der Gebiete Sonsbeck-Dorsten und Sonsbeck-Oberhausen sowie der Gebiete Rommerskirchen/ Kerpen, Rommerskirchen/ Blatzheim, Hürth/ Brühl/ Bergheim 2 und Weisweiler/ Düren.

## 4.8 Umstellungsbereiche 2028 bis 2030

Die in Tabelle 14 aufgeführten Umstellungsbereiche für die Jahre 2028 bis 2030 dienen lediglich als Indikation einer möglichen Umstellungsreihenfolge. In den kommenden Monaten und Jahren wird auch für diese Umstellungsbereiche gemeinsam mit den Verteilernetzbetreibern ein Umstellungskonzept erarbeitet.

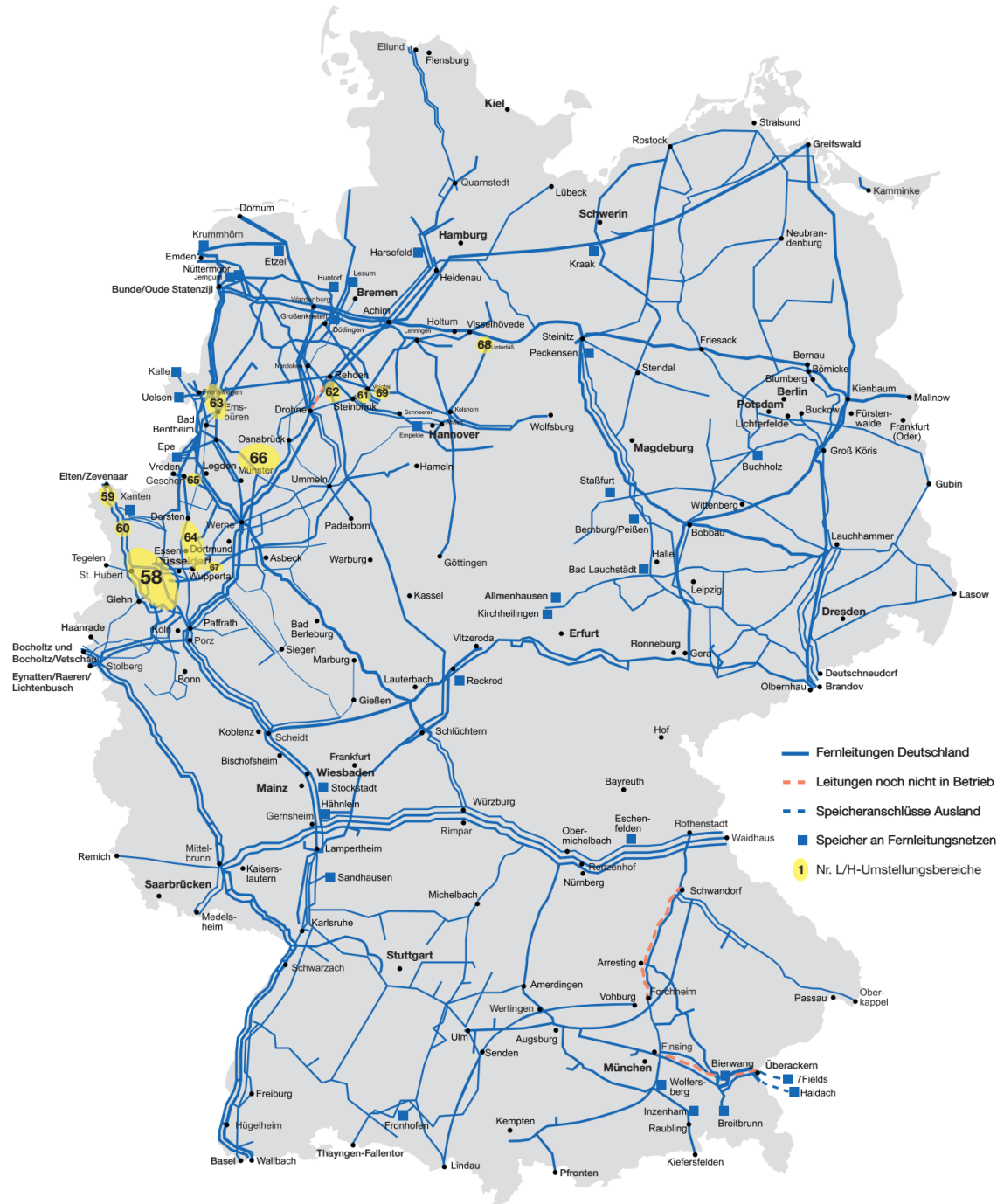
*Tabelle 14: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche 2028 bis 2030*

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungs- zeitpunkte USB 2017
58	Krefeld - Langenfeld	HÜW-02	OGE	2028
58	Krefeld - Langenfeld	HÜW-02	TG	2028
59	Elten-Uedem	ELU-01	TG	2028
60	Hamb/ Kapellen/ Aldekerk	HKA-01	TG	2028
61	Petershagen Messlinger Straße	PMS-01	Nowega	2029
62	Bereich Rehden - Lengerich	REL-01	Nowega	2029
63	Emsland II	EM2-02	Nowega	2029
64	Dorsten - Leichlingen	DOL-02	OGE	2029
65	Gescher	MÜN-05	OGE	2029
66	Münsterland	MÜN-04	OGE	2029
67	Wuppertal	WUP-01	TG	2029
68	Unterlüß - Gockenholz	UGO-01	GUD	2030
68	Bereich Munster Gockenholz	MUG-01	Nowega	2030
69	Bereich Voigtei	VOI-01	Nowega	2030

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

Die folgende Abbildung 12 zeigt die Umstellungsbereiche für die Jahre 2028 bis 2030.

Abbildung 12: Umstellungsbereiche 2028 bis 2030



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 4.9 Verbleibender L-Gas-Markt 2030

Neben den im Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026 festgelegten Modellierungsvarianten wird die deutschlandweite L-Gas-Bilanz bis zum Jahr 2030 analysiert. Basis für die Aufkommenseite sind zum einen die Angaben der GTS zum Rückgang der niederländischen Exportkapazitäten sowie eine Fortschreibung des Rückgangs der deutschen Produktion.

Die L-Gas-Bilanz 2030 orientiert sich im Sinne einer auf die Versorgungssicherheit fokussierten Analyse an dem vom BVEG für die Jahre 2013-2026 prognostizierten Rückgang und schreibt diesen ab 2027 fort.

Unter obigen Prämissen für die voraussichtlich noch verfügbare Produktionsleistung im L-Gas sowie aus den Festlegungen der Umstellbereiche bis 2027 und darüber hinaus, ergibt sich ein verbleibender L-Gas-Markt im Jahr 2030, dessen Absatzbereich in den der Produktion räumlich nah gelegenen Netzbereichen der Nowega liegen wird.

Die Planung des verbleibenden L-Gas-Marktes soll es ermöglichen, dass die in Deutschland vorhandenen Produktionsaufkommen (im L-Gas) entsprechend der Produktionserwartungen weiter gefördert werden können. Nach der aktuellen Planung entwickelt sich der L-Gas-Markt in Deutschland zu einer Versorgungsinsel um die verbleibenden deutschen Aufkommen herum. Eine solche Entwicklung des verbleibenden Marktes setzt wiederum voraus, dass durch die Einbindung von Speicher- und Konvertierungskapazitäten eine ausreichende Flexibilität zur Verfügung gestellt werden kann um zwei Prämissen sicherzustellen:

- Die Versorgungssicherheit der mit L-Gas versorgten Kunden muss weiterhin gewährleistet sein.
- Aus technischen und wirtschaftlichen Gründen sollte eine gleichmäßige Förderung der L-Gas-Aufkommen möglich sein.

Die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes und damit die Absatzfähigkeit der verbleibenden heimischen Produktionsaufkommen sind sowohl im wirtschaftlichen Interesse der Produzenten als auch im volkswirtschaftlichen Interesse. Es muss allerdings sichergestellt werden, dass für die Aufrechterhaltung des L-Gas-Marktes keine unangemessenen, zusätzlichen oder nicht vertretbaren Kosten (z. B. ein Regelergiebedarf zum Ausgleich zwischen den Gasqualitäten; zusätzlicher Strukturierungsbedarf, um den saisonal unterschiedlichen Bedarf ausgleichen zu können) auf alle Transportkunden umgelegt werden. Dies würde zum einen zu falschen wirtschaftlichen Anreizen führen und zum anderen den volkswirtschaftlichen Nutzen der Restproduktion aufheben.

Die folgende Tabelle 15 und die Abbildung 13 zeigen den verbleibenden L-Gas-Markt.

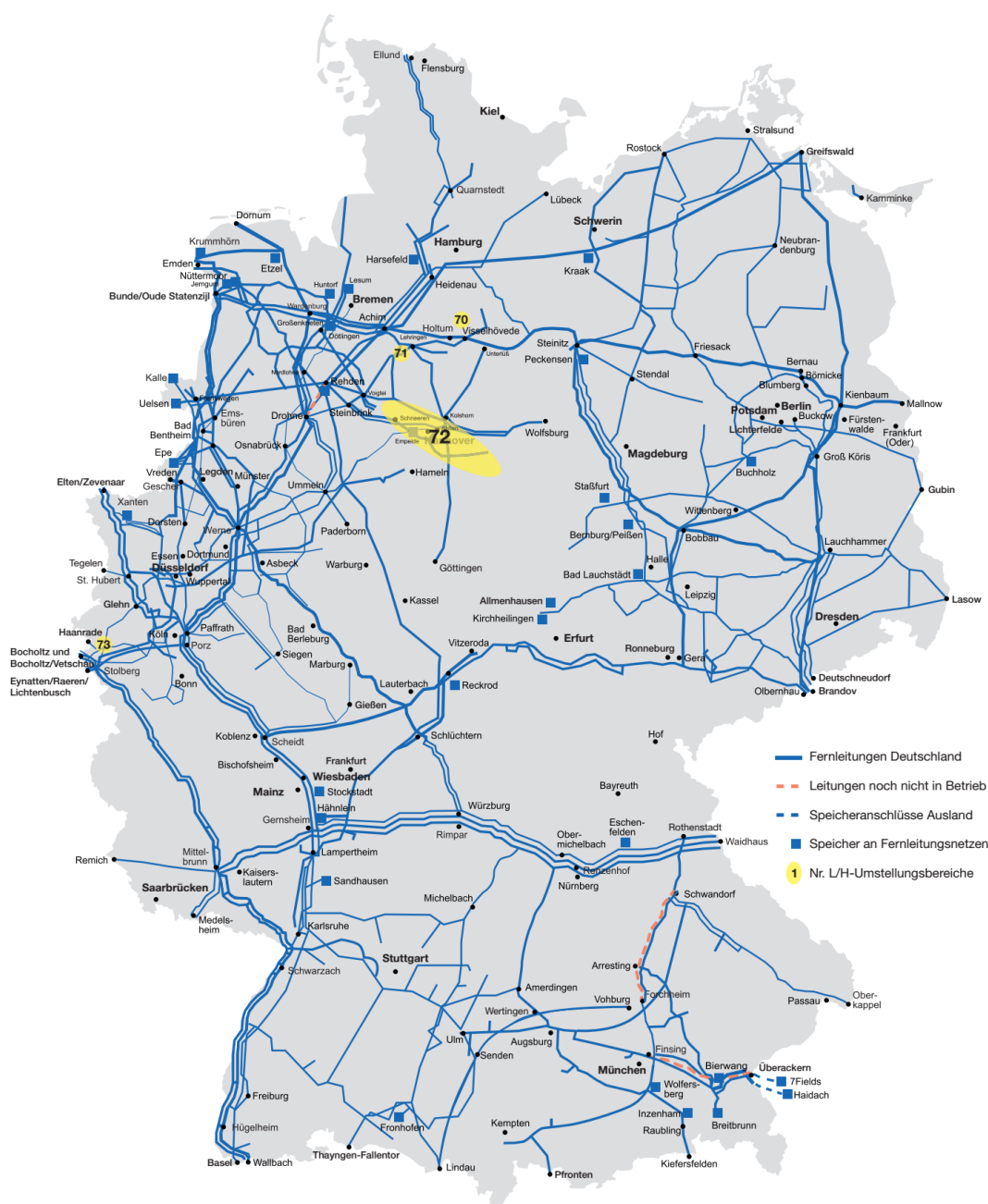


**Tabelle 15: Übersicht der L-Gas-Umstellungsbereiche nach 2030**

Nr.	Bereich	Kennung	FNB	Umstellungszeitpunkte USB 2017
70	im Produktionsbereich/ vorgelagert	PRO-01	GUD	nach 2030
71	Voigtei (GUD)	VOI-G-01	GUD	nach 2030
72	Bereich Salzgitter	SZG-02	Nowega	nach 2030
73	Haanrade	HAA-01	TG	nach 2030

Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

**Abbildung 13: Verbleibender L-Gas-Markt nach 2030**



Quelle: Fernleitungsnetzbetreiber

## 4.10 Konvertierung

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 konditioniert.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben für spezielle Netzsituationen eine L-H-Gas-Umstellung und eine Konvertierung gegenübergestellt und in den beiden folgenden Fällen technische Konvertierung zur Darstellung von Ausspeisekapazitäten eingeplant.

Für die bereits in den vorangegangenen Netzentwicklungsplänen aufgeführte und nun zur Verfügung stehende Konvertierungsanlage im Netzbereich der Nowega wurde eine wirtschaftliche Betrachtung von technischer Konvertierung ggü. 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 zugrunde gelegte Nutzungsdauer von ca. 15 Jahren. In diesem Fall wird seitens Nowega eine Konvertierung mit einer redundanten 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.

Das Ergebnis der 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.

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 in 2027 auf H-Gas umgestellt wird.

Eine Konvertierung zur dauerhaften und vollständigen Versorgung von L-Gas-Gebieten wird nicht betrachtet, da dies nach Auffassung der Fernleitungsnetzbetreiber keine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Alternative darstellt.



## 4.11 Weitere Aktivitäten zum L-H-Gas-Umstellungsprozess

Die Vorbereitung der L-H-Gas-Umstellung ist in den letzten Jahren sehr weit fortgeschritten. Die gesamte L-H-Gas-Umstellung ist eine große und komplexe Aufgabe. Hierzu gehören auch die folgenden Aktivitäten, die auf dem Netzentwicklungsplan Gas und dessen Umsetzungsbericht aufbauen:

- Intensive bilaterale Gespräche mit L-Gas-Verteilernetzbetreibern,
- Veröffentlichung der monatsscharfen L-H-Gas-Umstellungsplanung für die angekündigten Umstellungsbereiche auf der Internetseite des FNB Gas,
- Ergänzung/ Anpassung der für die Marktraumumstellung relevanten Regelungen der Kooperationsvereinbarung und Überarbeitung des Leitfadens Marktraumumstellung (KoV IX),
- Abstimmung und Abschluss der Umstellungsfahrpläne,
- Planung und Umsetzung von technischen Maßnahmen für die ersten Umstellungsbereiche,
- Ankündigung weiterer Umstellungen für die Jahre bis 2021,
- Erhebung einer Marktraumumstellungsumlage seit dem 01.01.2015.

## Anlagen

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Datenbank zu Maßnahmen und weiteren Details zum Umsetzungsbericht 2017 aktualisiert und stellen diese der Öffentlichkeit unter <http://www.nep-gas-datenbank.de> zur Verfügung.

Die Datenbank bietet für den Zyklus zum Umsetzungsbericht 2017 (Name des Zyklus in der NEP-Gas-Datenbank: „2016 – USB zum NEP“) folgende Inhalte:

- Ausbaumaßnahmen
- Umstellung L-H-Gas

# Glossar

## Fernleitungsnetzbetreiber

bayernets	<i>bayernets</i> GmbH
Fluxys	Fluxys TENP GmbH
Fluxys D	Fluxys Deutschland GmbH
GASCADE	GASCADE Gastransport GmbH
GRT	GRTgaz Deutschland GmbH
GTG Nord	Gastransport Nord GmbH
GUD	Gasunie Deutschland Transport Services GmbH
jordgas	jordgasTransport GmbH
LBTG	Lubmin-Brandov Gastransport GmbH
NGT	NEL Gastransport GmbH
Nowega	Nowega GmbH
OGE	Open Grid Europe GmbH
ONTRAS	ONTRAS Gastransport GmbH
OGT	OPAL Gastransport GmbH & Co. KG
terranets	terranets bw GmbH
Thyssengas	Thyssengas GmbH

## Sonstige Abkürzungen

bar	Druck bezogen auf Normalnull
bFZK	bedingt feste frei zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn beschäftigungs-/ gasflussabhängige Bedingungen erfüllt sind.
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
BVEG	Bundesverbands Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V., ehemals Wirtschaftsverband Erdöl- und Erdgasgewinnung e. V. (WEG)
BZK	beschränkt zuordenbare Kapazität: Kapazität kann nur mit Zuordnungsaufgabe genutzt werden. Kein VHP-Zugang.
DN	Normdurchmesser
DP	Design Pressure (Auslegungsdruck)
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.
DZK	Dynamisch zuordenbare Kapazität
Entry	Einspeisung

ENTSOG	European Network of Transmission System Operators Gas
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
Exit	Ausspeisung
fDZK	Feste dynamisch zuordenbare Kapazität. Kapazität ist fest, wenn sie ohne Nutzung des VHP zu bilanziell ausgeglichenem Transport zwischen Ein- und Ausspeisekapazitäten mit Nominierungspflicht genutzt werden.
FID	Finale Investitionsentscheidung
FNB	(Gas-)Fernleitungsnetzbetreiber
FZK	Frei zuordenbare Kapazitäten, ermöglichen es, gebuchte Ein- und Ausspeisekapazitäten ohne Festlegung eines Transportpfads zu nutzen
GasNZV	Verordnung über den Zugang zu Gasversorgungsnetzen/ Gasnetzzugangsverordnung
GASPOOL	GASPOOL Balancing Services GmbH
GDRM	Gas-Druckregel- und Messanlage
GTS	Gasunie Transport Services B.V.
GÜP	Grenzübergangspunkt
GWh	Gigawattstunde
GWJ	Gaswirtschaftsjahr
H-Gas	Erdgas mit hohem Brennwert (high calorific value)
KoV	Kooperationsvereinbarung zwischen den Betreibern von in Deutschland gelegenen Gasversorgungsnetzen
LaFZK	Lastabhängig zuordenbare Kapazität: Kapazität ist fest, wenn eine bestimmte Netzlast vorhanden ist
L-Gas	Erdgas mit niedrigem Brennwert (low calorific value)
LNG	Flüssigerdgas (Liquefied Natural Gas)
m <sup>3</sup>	Kubikmeter. Sofern nicht anders spezifiziert, ist hierunter ein Volumen im Normzustand zu verstehen.
MEGAL	Mittel-Europäische Gasleitung(sgesellschaft)
MIDAL	Mitteldeutsche Anbindungsleitung
MÜP	Marktgebietsübergangspunkt
MWh	Megawattstunde
NCG	NetConnect Germany GmbH & Co. KG
NEL	Nordeuropäische Erdgas-Leitung
NEP	Netzentwicklungsplan Gas
NETG	Nordrheinische Erdgastransportgesellschaft
NETRA	Norddeutsche Erdgas-Transversale

non-FID	(noch) keine finale Investitionsentscheidung
NOP	Netwerk Ontwikkelingsplan (Niederländischer Netzentwicklungsplan)
NOS	Nordschwarzwaldleitung
NOWAL	Nord West Anbindungsleitung
OPAL	Ostsee-Pipeline-Anbindungsleitung
PCI	Project of Common Interest/ Projekt von gemeinsamem Interesse
TaK	Temperaturabhängige Kapazität: Kapazität ist innerhalb eines definierten Temperaturbereichs fest und außerhalb unterbrechbar.
TVK	Technisch verfügbare Kapazität
TWh	Terawattstunde
TYNDP	Ten-Year Network Development Plan
UGS	Untergroundspeicher
VDS	Verdichterstation
VHP	Virtueller Handelspunkt
VNB	Verteilernetzbetreiber

## Literatur

- [BVEG Jahresberichte 2006-2016]  
WEG Jahresberichte, Quelle (letzter Abruf am 22.03.2017):  
<http://www.bveg.de/Der-BVEG/Publikationen/Jahresberichte>
- [BVEG 2015]  
Vorausschau – Produktion und Kapazitäten in den Gebieten Elbe-Weser, Weser-Ems und Deutschland, 2015-2026
- [Deutscher Bundestag 2015]  
Deutscher Bundestag (18. Wahlperiode, Drucksache 18/6383 vom 14.10.2015, Beschlussempfehlung und Bericht des Ausschusses für Wirtschaft und Energie (9. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksachen 18/5925, 18/6292 – Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes, download unter (Download am 23.03.2017):  
<http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/063/1806383.pdf>
- [FNB Gas 2015]  
Netzentwicklungsplan Gas 2015, download unter (Download am 22.03.2017):  
<http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2015/nep-2015.html>
- [FNB Gas 2017]  
2. Konsultationsdokument Netzentwicklungsplan Gas 2016, download unter (Download am 22.03.2017):  
<http://www.fnb-gas.de/de/netzentwicklungsplan/nep-2016/nep-2016.html>
- [GTS 2015]  
Niederländischer Netzentwicklungsplan, Quelle (letzter Abruf am 02.02.2016):  
<https://www.gasunietransportservices.nl/en/network-operations/maintenance-of-transmission-system/network-development-plan-nop>
- [NL 2014]  
Natural gas production reduced and funds earmarked for Groningen, Government of the Netherlands, 17.01.2014, download unter (Download am 04.02.2015):  
<http://www.government.nl/news/2014/01/17/natural-gas-production-reduced-and-funds-earmarked-for-groningen.html>
- [NL 2015]  
Entscheidung oberstes Verwaltungsgericht Den Haag, Quelle (letzter Abruf am 02.02.2016):  
<http://uitspraken.rechtspraak.nl/inziendocument?id=ECLI:NL:RVS:2015:3578>
- [NL 2017]  
Maßnahmen Gas Groningen, Quelle (letzter Abruf am 22.03.2017):  
<https://www.rijksoverheid.nl/onderwerpen/aardbevingen-in-groningen/inhoud/kabinetsbeleid-gaswinning-groningen>

## Legal Disclaimer

Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber haben dieses Dokument ausschließlich in Erfüllung ihrer Pflichten nach § 15b EnWG erstellt. Die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber übernehmen keinerlei Gewähr für die Aktualität, Vollständigkeit oder Qualität der von Dritten bereitgestellten Inhalte und Informationen sowie eigener Aussagen zu zukünftigen Entwicklungen und Prognosen, welche naturgegeben mit Unsicherheiten behaftet sind. Haftungsansprüche gegen die deutschen Fernleitungsnetzbetreiber für Schäden, welche mittelbar oder unmittelbar durch die Nutzung der dargebotenen Informationen verursacht wurden, sind ausgeschlossen.